

IEA Wind TCP

Task 25



iea wind

# 変動性電源大量導入時の エネルギーシステムの設計と運用

国際エネルギー機関風力技術協カプログラム  
第 25 部会 最終報告書

# 変動性電源大量導入時の エネルギーシステムの 設計と運用

## 国際エネルギー機関 風力技術協力プログラム 第 25 部会 最終報告書

---

Hannele Holttinen (Recognis, フィンランド); Juha Kiviluoma, Niina Helistö (VTT, フィンランド); Thomas Levy (Natural Resources Canada); Nickie Menemenlis (HQ IREQ, カナダ); Liu Jun (SGERI, 中国); Nicolaos Cutululis, Matti Koivisto, Kaushik Das (DTU, デンマーク); Antje Orths (Energinet, デンマーク); Peter Børre Eriksen (Ea Energy Analyses, デンマーク); Emmanuel Neau (EdF, フランス); Jean-Yves Bourmaud (RTE, フランス); Jan Dobschinski (Fraunhofer IEE, ドイツ); Christoph Pellingner, Serafin von Roon, Andrej Guminski (FfE, ドイツ); Damian Flynn (UCD, アイルランド); Enrico Maria Carlini (Terna, イタリア); 安田 陽 (京都大学, 日本); 田辺 隆也 (電力中央研究所, 日本); Simon Watson, Arjen van der Meer (TU Delft, オランダ); Germán Morales-España (TNO, オランダ); Magnus Korpås (NTNU, ノルウェー); Til Kristian Vrana (SINTEF, ノルウェー); Ana Estanqueiro, António Couto (LNEG, ポルトガル); Bernardo Silva (INESC-TEC, ポルトガル); Sergio Martin Martinez (University Castilla La Mancha, スペイン); Lennart Söder (KTH, スウェーデン); Goran Strbac, Danny Pudjianto, Spyros Giannelos (Imperial College, 英国); Bethany Frew, Bri-Mathias Hodge, Shahil Shah (NREL, 米国); J. Charles Smith, Debbie Lew, Mark O'Malley (ESIG, 米国); Vasiliki Klonari (WindEurope)

ISBN 978-951-38-8757-5

VTT Technology 396

ISSN-L 2242-1211

ISSN 2242-122X (オンライン)

DOI:10.32040/2242-122X.2021.T396

Copyright © VTT 2021

JULKAI SIJA – PUBLISHER

VTT

PL 1000

02044 VTT

Puh.020 722 111

<https://www.vtt.fi>

VTT

P.O.Box 1000

FI-02044 VTT, Finland

Tel. +358 20 722 111

<https://www.vttresearch.com>

#### 日本語翻訳版作成

国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構

IEA Wind 国内委員会

IEA Wind 国内委員会 事務局(株式会社風力エネルギー研究所)

日本語翻訳版出版 2022 年 10 月

#### 翻訳・校正

安田 陽 京都大学大学院 経済学研究科 再生可能エネルギー経済学講座 特任教授, 博士(工学)

本翻訳書は、International Energy Agency (IEA) Wind Implementing Agreement, Task25: “Design and operation of energy systems with large amounts of variable generation, Final summary report Phase 5” (<https://cris.vtt.fi/en/publications/design-and-operation-of-energy-systems-with-large-amounts-of-vari> よりダウンロード可能) を翻訳したものである。

翻訳にあたっては、国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)「風力発電等技術研究開発/風力発電高度実用化研究開発/風車運用高度化技術研究開発」事業の一環として、IEA Wind 国内委員会の承認のもと作成されたものである。

## 序文

「風力発電大量時の電力システムの設計と運用」に関する研究開発部会は、2006年に IEA Wind Task 25 として設置された。本部会の目的は、風力発電が電力システムに与える影響に関する知見および研究から得られた情報を収集・共有し、使用された方法論、ツール、および使用データを再検証することである。以下の国および機関が共同研究に現在参加している。

1. カナダ：ハイドロケベック研究所 (IREQ)
2. 中国：国家電網研究所 (SGERI)
3. デンマーク：デンマーク工科大学 (DTU); Energinet; Ea Energy Analyses
4. 欧州風力エネルギー協会 (WindEurope)
5. フィンランド（プロジェクト代表者）：フィンランド技術研究所(VTT) ;  
Recognis Oy
6. フランス：フランス電力公社研究開発センター (EDF R&D); フランス送電公社研究開発センター(RTE R&D)
7. ドイツ：フラウンホーファー風力エネルギーシステム研究所 (Fraunhofer IWES); エネルギー経済研究センター (FFE)
8. アイルランド：アイルランド持続可能エネルギー局 (SEIA); アイルランド大学ダブリン校 (UCD); エネルギーリフォーム
9. イタリア：テルナ・レテ・イタリア社
10. 日本：電力中央研究所 (CRIEPI); 京都大学
11. ノルウェー：ノルウェー科学技術大学 (NTNU); 産業科学技術研究所 (SINTEF)
12. オランダ：デルフト工科大学 (TUDelft); TNO
13. ポルトガル：国立エネルギー・地質学研究所 (LNEG); システムコンピュータエンジニアリング技術研究所 (INSEC-TEC)
14. スペイン：カスティーリャ・ラ・マンチャ大学 (UCLM); ポンティフィシア・コミージャス大学
15. スウェーデン：スウェーデン王立工科大学 (KTH)
16. 英国：インペリアル・カレッジ・ロンドン
17. 米国：国立再生可能エネルギー研究所 (NREL); エネルギーシステム統合グループ (ESIG); 米国エネルギー省 (DOE)

IEA Wind Task 25 は 2007 年にこれまで集められた最新の風力発電統合に関する知識と結果に対する報告を作成し、VTT 研究成果報告書シリーズとして公表した。また、その後の4つのフェーズの最終報告書も VTT から 2009 年 (VTT Research Nots 2493)、2012 年 (VTT Technology T75)、2016 年 (VTT Technology T268)、2019 年 (VTT Technology T350) と出版されている。これらの報告書では最近完了した調査の中から

選択したものの概要を紹介した。これらの報告書は全て IEA Wind Task 25 のウェブサイト上で閲覧可能である(<https://iea-wind.org/task25/>)。

さらに、IEA Wind Task 25 では、風力発電統合の電力システムへの影響とコストを試算するときに推奨される方法論に関するガイドラインを作成した。これは 2013 年に IEA Wind の RP16 として発表され、2018 年に太陽光発電も含めた更新がなされた。推奨実施手法に関する報告書は、ウェブサイト上で公開されている (<https://iea-wind.org/iea-publications/>)。作業は第 6 期(2021～2024 年)でも継続され、「風力と太陽光の統合研究のための推奨実施手法」の更新を目指している。

風力発電統合検討から、風力と太陽光発電の両者、そして電力システムとエネルギーシステムの両者を網羅する作業に発展したため、2018 年に Task 25 の名称が「変動性電源大量導入時のエネルギーシステムの設計と運用」に変更された。本報告書は、IEA Wind Task 25 (2006～2020 年)の第 1 期から第 5 期の 3 年毎のフェーズの主な結果をまとめたものである。

2021 年 9 月、著者

# 目次

序文.....	4
目次.....	6
略語一覧.....	9
要旨.....	12
<b>1. はじめに.....</b>	<b>16</b>
<b>2. 電力システム全体にわたる風力・太陽光発電の変動性と不確実性.....</b>	<b>21</b>
2.1 変動性.....	21
2.1.1 風力発電の実測値からの変動性.....	21
2.1.2 電力システムの大きさと風力発電の分散に関する平滑化の 影響と指標.....	25
2.1.3 風力エネルギーのシミュレーション値からの変動性.....	26
2.1.4 風力と太陽光の相補性.....	29
2.2 不確実性.....	30
2.2.1 観測可能なナウキャスト.....	31
2.2.2 極值的な予測誤差イベント.....	32
2.2.3 出力変化速度の予測.....	32
2.2.4 風力・太陽光低出力事象の予測.....	33
2.2.5 予測の改善.....	34
2.2.6 予測誤差データのシミュレーション.....	36
<b>3. 送電計画.....</b>	<b>38</b>
3.1 地域送電計画.....	39
3.1.1 風力発電の比率が高い場合の欧州電力システムのシナリオ.....	39
3.1.2 北米の地域電力システム研究.....	40
3.2 国内送電計画調査.....	42
3.3 オフショアグリッドのインフラ.....	46
3.3.1 オフショアグリッドを用いた電力システム計画の研究.....	47
3.3.2 エネルギーアイランド.....	48
3.4 送電線への風力設備容量の過剰設置.....	49
<b>4. 長期的供給信頼度と電力の安定供給の確保.....</b>	<b>51</b>
4.1 風力発電の容量価値の推定.....	51
4.1.1 容量価値推定に必要な複数年分のデータセット.....	52
4.2 風力発電を含む電力システムにおける資源アデカシーの評価.....	52
4.2.1 極值的事象の把握.....	53
4.2.2 マルチエリア方式.....	53
4.2.3 新たな指標と方法.....	55
<b>5. 短期的システム信頼度の確保.....</b>	<b>57</b>

5.1	運転予備力	57
5.1.1	風力発電の比率が高い地域での運転予備力の経験	57
5.1.2	運転予備力の要件の推定	60
5.2	安定度と電力システムセキュリティ	63
5.2.1	変動電源の安定度に関する経験	63
5.2.2	周波数安定度の研究	65
5.2.3	他の安定度問題の研究	69
5.2.4	HVDC 接続が安定度に与える影響	72
<b>6.</b>	<b>運用中の風力発電の価値を最大化する</b>	<b>73</b>
6.1	風力発電の価値の推定	73
6.2	出力抑制	74
6.2.1	抑制の経験	74
6.2.2	統合検討における将来の抑制の推定	78
6.3	系統支援サービスのための風力発電所の利用	78
6.3.1	10分～30分の応答時間の需給バランスサービス	79
6.3.2	調整/AGC/2次応答	79
6.3.3	風力エネルギーからの一次周波数応答	80
6.3.4	風力発電による高速周波数応答	81
6.3.5	電圧支援サービス	82
6.3.6	安定度支援のための新しいサービス	82
6.4	運用慣行: 電力システム	86
6.4.1	混雑管理	87
6.4.2	送電セキュリティマージンと予測	89
6.4.3	動的線路定格	90
6.4.4	送配電システム運用者の調整	93
6.5	運用慣行: 市場設計	94
6.5.1	変動電源比率の高い電力市場の課題と解決策	94
6.5.2	風力発電の統合を可能にする市場設計	96
6.5.3	風力エネルギーの市場価値を高めるには	97
6.5.4	エネルギーオンリー市場の収益充足率の向上	100
6.6	柔軟性	102
6.6.1	将来の電力システムにおける柔軟性のアデカシー	102
6.6.2	電力貯蔵を伴う水力発電による柔軟性	105
6.6.3	火力発電所と電力・熱部門の結合による柔軟性	107
6.6.4	近隣エリアへの送電や連系システムの利用による柔軟性	109
6.6.5	需要側の対策による柔軟性	109
6.6.6	エネルギー貯蔵による柔軟性	111
6.6.7	柔軟性オプションの比較	114
<b>7.</b>	<b>現状を打破する: 再生可能エネルギー100%シェアに向けて</b>	<b>116</b>
7.1	100%に近いインバータを用いた電力システムの経験	116
7.2	再生可能エネルギー100%に近いシステム運用のための課題	117
7.3	再生可能エネルギー100%に近いシステム運用のための方法論の検討	119

7.3.1 運用モデル:ユニットコミットメント(発電機起動停止)および 経済的ディスパッチ .....	119
7.3.2 計画タイムスケール:容量の拡大 .....	120
7.3.3 ダイナミクス:安定度 .....	121
7.4 再生可能エネルギー100%の電力システムに関する研究 .....	123
7.5 カーボンニュートラルなエネルギーシステムに向けて .....	124
7.6 変動性再生可能エネルギー100%の系統安定度 .....	128
<b>8. 結論 .....</b>	<b>130</b>
謝辞 .....	133
参考文献 .....	134
附録 A: 進行中のプロジェクト .....	0



## 略語一覧

AC	交流
AEMO	オーストラリアエネルギー市場運営者
aFRR	自動周波数回復予備力
AGC	自動ガバナ制御
BESS	蓄電池によるエネルギー貯蔵システム
CO <sub>2</sub>	二酸化炭素
Coreso	集中型地域セキュリティ協調機関
CorRES	再生可能エネルギー源の相関 (欧州の研究プロジェクト)
DC	直流
DLR	動的線路定格
DS3	セキュリティの保たれた持続可能電気システムの提供 (アイルランドのプロジェクト)
DSO	配電システム運用者
DTR	動的送電定格
DWD	ドイツ気象局
ECMWF	ヨーロッパ中期予報センター
EES	電気エネルギー貯蔵
ENTSO-E	欧州送電システム運用者ネットワーク
ERCOT	テキサス電気信頼性評議会
ERGIS	東部再生可能エネルギー電源統合研究 (米国の研究プロジェクト)
ESIG	エネルギーシステム統合グループ
EUE	不足電力量期待値
FCR	周波数制御予備力
FFR	高速周波数応答/予備力
GFS	全球予測システム
GW	GW (10 <sup>6</sup> kW = 100 万 kW)
GWs	GW 秒
HVAC	高電圧交流
HVDC	高電圧直流
Hz	ヘルツ
IBR	インバータ統合電源

IEA	国際エネルギー機関
IRENA	国際再生可能エネルギー機関
KIUC	カウアイ島電気組合
kV	キロボルト ( $10^3$ V)
LCOE	エネルギーの均等化原価
LOLE	停電時間期待値
LOLP	停電時間確率
MAF	中期アデカシー予測
MARI	手動起動型予備力イニシアティブ
MERRA-2	研究・応用のための現代遡及解析、第2版
mFRR	手動周波数回復予備力
MIGRATE	パワーエレクトロニクスデバイスの大規模統合 (欧州の研究プロジェクト)
MISO	大陸中央部独立システム運用機関
MVA	メガボルトアンペア
MW	メガワット ( $10^3$ kW = 1000 kW)
MWh	メガワット時 ( $10^3$ kWh = 1000 kWh)
NARIS	北米再生可能エネルギー統合研究
NERC	北米電力信頼度協議会
NREL	国立再生可能エネルギー研究所
NSCOGI	北海沿岸諸国オフショアグリッド構想
NSEC	北海エネルギーコーポレーション
NSON	北海洋上電力網
NSRDB	全国日射量データベース
NSWPH	北海風力ハブ
OHL	架空線
OSMOSE	最適システム - 欧州電力のための柔軟性ソリューションの組み合わせ (欧州の研究プロジェクト)
ORDC	運転予備力需要曲線
OTC	最適トポロジー制御
PCWIS	全カナダ風力統合研究
PFR	一次周波数応答
POD	電力動揺の抑制
PRAS	確率的供給力アデカシースイート
PROMOTioN	メッシュ状 HVDC 洋上送電網の進展 (欧州の研究プロジェクト)
PV	太陽光発電
R&D	研究開発
REQ	等価システム半径
RIIA	再生可能エネルギー統合影響評価
RM	出力変化マージン
ROCOF	周波数変化率

SCADA	監視制御およびデータ取得
SNSP	システム非同期導入率
SP	同期電力
SPP	サウスウエストパワープール (米国の地域システム運用機関)
SRL	二次予備力起動
SSCI	準同期制御相互作用
STATCOM	静止型無効電力補償装置
TCP	技術協力プログラム
TERRE	全欧州代替予備力の交換 (欧州の研究プロジェクト)
TSO	送電システム運用者
TWh	テラワット時 ( $10^9$ kWh = 10 億 kWh)
TYNDP	10 ヶ年電力網開発計画 (欧州 ETNSO-E が発行する報告書)
VIBRES	変動インバータ統合再生可能エネルギー源 (欧州の研究プロジェクト)
VRE	変動再生可能エネルギー
VSC	電圧源コンバータ
WIND	風力統合全国データセット
WRF	気象研究予測モデル (メソスケール気象モデル)

## 要旨

電力・エネルギーシステムの設計と運用は、進化しつつある分野である。ネットゼロカーボン・エネルギーシステムにむけた野心的な目標が世界的に発表される中、将来の脱炭素電力システムに向けた多くのシナリオが描かれているが、その多くは風力や太陽光などの変動する再生可能エネルギーを大量に利用したものである。電力システムの安全な運用は、ますますやりがいのあるものとなっている。変動する再生可能エネルギーと新たに電化(エレクトリフィケーション)された負荷の両者がともに増加し、送電と配電のシステム間の調整を必要とする配電システム資源も増加することで、システムごとにいくらか異なる課題をもたらすことになる。将来の電力・エネルギーシステムを研究するためのツールや手法も進化する必要がある、短期的な運用面(電力システムの安定度など)と長期的な運用面(供給力のアデカシーなど)の両者で、おそらく新しい運用・設計のパラダイムが見られるようになると考えられる。大量の変動発電を伴う電力システムの運用と計画の経験が蓄積され、インバータを用いた非同期発電の課題に取り組む研究が進んでいる。また、エネルギー転換とデジタル化によって、短期的にも長期的にも、新たな柔軟性の機会がもたらされる。

本報告書は、国際エネルギー機関(IEA)の風力発電技術協力プログラム(TCP)Task 25 における国際協力に取り組む 17 ヶ国から得られた経験と研究結果をまとめたものである。主な報告事項は以下のとおりである。

- 風力・太陽光発電の出力と予測をシステム運用とシミュレーションに組み込む方法(第2章)
- 送電システムと発電容量の長期的なアデカシーを計画する方法(第3章、第4章)
- 安定面を含む電力システムの運用の管理方法(第5章)
- 将来の電力・エネルギーシステムにおける風力エネルギーについて、不必要な出力抑制を避け、風力発電所から電力システムに対する支援を提供し、運用方法と柔軟性を改善しつつ、風力エネルギーの価値を高める方法(第6章)
- 再生可能エネルギー100%システムの実現に向けて現状を打破し、課題を浮き彫りにし、評価に必要な方法論を進化させる(第7章)

附録には、2021~2024 年の Task 25 に貢献するいくつかの進行中の研究プロジェクトへのリンクが記載されている。

Task25 の参加国では、電力消費に占める風力発電の割合が平均して増加していることが報告されている。2020 年には、米国アイオワ州、ノースダコタ州、カンザス州で電力消費に占める風力・太陽光発電の割合が 60%以上、デンマークで 50%、アイルランド、米国オクラホマ州、サウスカンザス州で 35%以上、ドイツ、米国ワイオミング州で 30%以上、ポルトガル、スペイン、ギリシャ、英国、オランダ、スウェーデン、米国テキサス州と他の 5 州では 20%以上であった。ある時間帯では、風力発電の瞬間的シェアがデンマーク(213%)、ポルトガル(109%)で 100%を超え、アイルランドでは需要の 95%を風力発電が占め、イタリアとドイツでは風力・太陽光発電で 80%以上を記録している。アイルランドやイギリスの孤立電力システムやテキサスの同期システム以外では、こうした風力の高いシェアは電力システム全体に及んでいない。中欧や米国の東部系統、西部系統といった大規模な大陸系システムにおける風力・太陽光の割合は、まだ 10~15%と中程度である。

## 風力発電の変動性と不確実性－課題と入力情報の重要性

電力システムや需給調整地域において、風力発電の実測データや集合化されたデータの量が増えている。その一方で、気象学的な入力も品質が向上し、地上からのさまざまな高さにおけるより良い風のシミュレーションデータが提供されている。これにより、平滑化の影響を捕らえ、将来のシミュレーションのための代表的なデータセットを提供できる。

電力システムのエリアにおける風力発電所の分散は、変動性に影響を与えると考えられる。欧州の大規模電力システム全体のデータでは、定格容量の 5%未満と風力発電の出力が低くなることは非常に稀であり(年間 1 時間)、設備容量の 10%未満となる期間は最長でも 40時間未満である。暴風雨があると、風力発電の出力変化速度が最大となり、予測誤差も最大化する。風車の技術開発により、風力発電所の変動は少なくなってきた。風力と太陽光は日中、年間を通じて補完性があり、その集合化された変動性はそれぞれの供給力が単独で存在する場合よりもかなり小さくなる。

短期予測の精度は今も向上している。確率的な予測は、システム運用のためのより多くのデータを提供し、予測の不確実性をよりよく評価することができる。風予測の誤差のシミュレーションの事例を積み重ねることは、今後の電力システムのシミュレーションに役立つ。

## 広域送電計画に向けて－オフショアグリッドの利用

火力発電の廃止や電化による需要増に加え、風力や太陽光発電の大幅な増加が、将来の電力システムの計画シナリオを後押ししている。送電容量の増大は、すべての将来シナリオで見ることができる。送電によって、風力の変動による影響が軽減され、電力システムの信頼度が高まり、利用可能な発電資源をより効率的に利用するのに役立つ。電力システムを広域に拡張するためのコストは大きいですが、シナリオではそれが年換算コスト全体に占める割合は比較的小さく、良い費用便益比が得られる。風力や太陽光の発電電力量が多ければ多いほど、送電設備の便益はさらに大きくなる。広域レベルや大陸レベルの送電のための連系線への投資は、その価値が高まっている。

他のエネルギー部門(セクター)の脱炭素化やセクターカップリングにより、グリーン転換における洋上風力の重要性はさらに高まると予想される。オフショアグリッドやエネルギー島構想は、将来的には相互接続された送電システムの一部になると考えられている。

## 資源アデカシー：風力発電の容量価値の推定から将来のシステムアデカシー評価方法の変化まで

風力には容量価値がある。この価値は風力発電の容量が十分に分散した広域になるほど高くなる。風力や太陽光が主流となる将来の電力システムにおいて、発電容量(資源)のアデカシーが懸念されている。ピーク容量を増やす従来の方法がコスト高になる時代がいずれ来るため、現在のツールでは把握できない需要や電力貯蔵の柔軟性を考慮した新しい指標と方法が必要である。複数のエリアを考慮して電力システム全体の資源アデカシーを考慮することは重要であり、欧州では近年実践されている。将来、より頻繁に起こる可能性がある異常気象を把握するためには、より多くの気象年のデータが分析に必要である。

## 短期的な需給調整：必要な運転予備力要件の見積りから安定度の評価まで

風力・太陽光エネルギーが短期的信頼度に与える影響には、短期的な需給調整への影響や周波数制御のための適切な量の運転予備力の設定などが含まれる。太陽光発電や風力発電のシェアが拡大するにつれ、電力システムの動的变化に対する影響を評価することがますます重要になっている。変動や不確実性の影響を評価することに加え、インバータのような非同期電源の接続も考慮することが必要になる。

従来の統合検討では、風力や太陽光が運転予備力に与える影響を検討していた。ドイツ、米国テキサス州、米国西部系統の経験からは、次のような別の結果が見えている。運用方法を変更することで、風力や太陽光の変動がもたらすよりも大きな予備力利用の節約になる。需給調整の共有、予備力の動的な設定の高速化、風力発電所による高速応答などが、システム運用の強力なツールになることが示されている。

風力や太陽光に関する安定度の問題を初めて経験したことで、風力および太陽光発電所における制御や保護設定の重要性が、事故発生時の対応において浮き彫りになった。システムの安定度解析は、主に周波数安定度から始まり、慣性監視のための新しいツールが開発された。同期発電機を十分に稼働させること、周波数応答制御の高速化、同期調相機の市場投入などに重点を置いた緩和策をとっている。また、短絡電流レベルの低下や、同期発電機の変動による電圧維持機能の低下により、電力システムの事故の結果として電圧低下の影響を受けるエリアが拡大するため、脆弱な電力システムの問題についても検討されている。風力発電所のグリッドフォーミングコンバータにより、強化されたシステム支援機能を発揮することができる。

## 風力発電の価値の最大化と出力抑制の最小化：運用方法の改善、柔軟性、システム支援サービスの提供

柔軟性の高い電力システムは、変動エネルギー源をより高い価値で利用できる。したがって、風力発電の価値を最大化する主な方法は、風力発電自体ではなくその外部に存在する。しかし風力発電は、システムサービスを提供することによってもその価値を高めることができる。こうすることで全ての風力発電所は、特に余剰電力がある場合に風力発電所従来型発電からシステムサービスを調達したり、風力発電の出力抑制をさらに強いられる事態を回避できる。

一部の出力抑制はシステム運用上効率的であるが、変動電源を広範囲に出力抑制することは、電力システムの柔軟性が不十分であることを示すものである。最近の出力抑制の情報によると、中国では以前は大きかった出力抑制が、主に新たな電力システムの構築によって緩和されたことが明らかになっている。欧州では、風力や太陽光の比率が高まるにつれて、徐々に出力抑制が強まっている。電力システムの混雑が主な原因だが、安定度の問題によるシステム制約も一因となっている(アイルランド、米国テキサス州、イタリア)。

風力発電所や太陽光発電所は、周波数維持や電圧支持サービスを提供する能力があることがすでに立証されている。グリッドコードでこうしたサービスを義務付けるのではなく、それらのサービスやその報酬をより広く活用することは、変化の途上にある。市場設計は、予測誤差の影響を回避または軽減するために、少量かつほぼリアルタイムでの入札サービスを可能にする役割を担っている。新しい機能が研究の対象となっており、例えばグリッドフォーミング機能のニーズを将来のシステ

ムがどのように定義するかは、今後検証されるべきである。

セキュリティマージンを決定するためのほぼリアルタイムの情報に加え、有効電力管理(移相変圧器、動的線路定格、潮流制御)および無効電力管理(リアクトル/コンデンサ、同期調相器、STATCOM)を用いた電力システム運用により、既存の電力システムインフラを最大限に利用することができるようになっている。混雑管理は進化しており、配電システムに接続された資源から柔軟性を引き出す新たな方法が開発されている。

柔軟性の向上、動的価格、新たな柔軟性供給源を認める市場設計は、将来的に風力発電所発電電力量の主な収入としていた風力発電所に影響を与えると考えられる。特に現在、価格が急落し余剰電力量が出ている状況は、新たな需要、さらには輸出やエネルギー貯蔵によって緩和されると考えられる。これによって、余剰時間帯の風力発電の価値が維持される可能性がある。

将来の電力システムにおける風力エネルギーの価値を見積もることは、統合コストを見積もるという古い取り組みに取って代わるものである(システム統合コストという考え方は、用いられている方法に対して完全な合意に至らず、その有用性は失われてしまった)。

## **再生可能エネルギー100%の電力システムおよびネット・ゼロ・エネルギー・システムの実現に向けての現状の打破**

再生可能エネルギー100%の電力システムにおいて、時間あたりのエネルギー需給バランスをどのように維持するかについては、多くの技術・経済的な研究がなされている。ネットゼロカーボン・エネルギーシステムに向けた意欲的な目標が世界中で発表される中、将来の脱炭素電力システムに向けた多くのシナリオが描かれている。運用の内容は適用する手法によって大きく異なるが、一般的に電力システムの安定度は、時間ごとの消費と出力の一致に主眼を置いた(発電電力量ベースでの需給の一致という観点からの)100%研究において見落とされてきた。

インバータ・ベース 100%の電力システムの安定度について初めての研究が行われ、有望な結果が得られている。風力と太陽光発電は、将来の電力システムに大きく貢献し、現在の電力需要の150%から300%という意欲的な電化需要の増加に必要な再生可能エネルギーを確実に提供する。これらはまた、インバータの能力をフルに活用することで、将来の電力システムの基幹となる可能性を秘めている。これはまだ進行中であるが、非同期電源が支配的な電力システムの運用と長期的な資源アデカシーの新たなパラダイムが開発されつつあり、システム運用者のために一連の新しいツールや方法が実装されている。

## 1. はじめに

風力発電の統合による実用化の経験も積み重なっている。2016年、風力発電は欧州連合のエネルギー需要の約10%をカバーしていた。この割合は2020年には15%に増加した。欧州の消費量における年間の風力シェアを図1に、米国の出力における風力と太陽光のシェアを図2に示した。2020年には、主に電力需要の減少により、電源構成(エネルギーミックス)はロックダウン対策後に再生可能エネルギーへ大きくシフトした。米国アイオワ州、ノースダコタ州、カンザス州で電力消費に占める風力・太陽光の割合が60%以上、デンマークで50%、アイルランド、米国オクラホマ州、サウスカンザス州で35%以上、ドイツ、米国ワイオミング州で30%以上、ポルトガル、スペイン、ギリシャ、英国、オランダ、スウェーデン、米国テキサス州と他の5州では20%以上であった(IEA Wind, 2021; USDoE, 2021)。

アイルランドやイギリスの孤立システムやテキサスの同期システム以外では、こうした風力や太陽光の高いシェアは同期システムレベルでは記録されていない。中欧や米国の東部系統、西部系統といった大規模な大陸レベル電力システムにおける風力・太陽光の比率は、まだ10~15%といった中程度のレベルである。

また、表1や図4に示したように、風力発電の比率が瞬間的に高くなるのも興味深い。デンマークでは、変動性再生可能エネルギーが845時間にわたって需要を上回り、2020年には需要の213%という高水準に達した。デンマークの西部エリアでは、100%以上の比率が2,117時間にわたって記録され、最も極端な時間帯では350%に達した(需要1,041MWに対して風力+太陽光3,637MW)。ポルトガルでは、風力発電が100%超となる事象も発生しており、2018年は最大で需要の109%になった。アイルランドでは需要の95%を風力発電が占めることもあるが、それに対して輸出も含む非同期電源の許容比率は70%である。スペインとドイツでも高い比率が記録されている。風力発電の平均的な比率から、電力システムへの風力発電の統合の課題のすべてが分かるわけではない。図3に示すように、風力発電の設備容量が最小負荷と輸出能力に対する比率として示される指標も使われている。



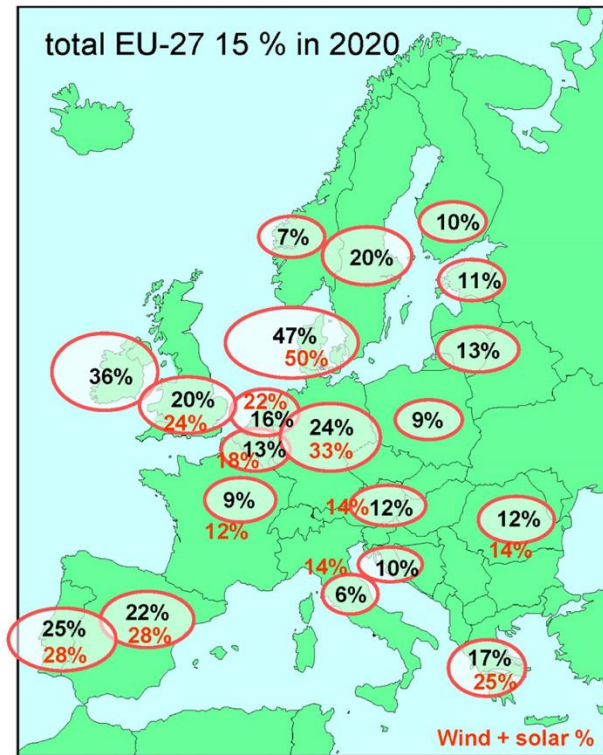


図1 2020年における欧州の総電力消費量に占める風力発電のシェア  
 (出典: IEA Wind TCP Annual Report 2020 and WindEurope statistics, <https://windeurope.org/>)  
 赤字: 変動電源(風力+太陽光発電)のシェア

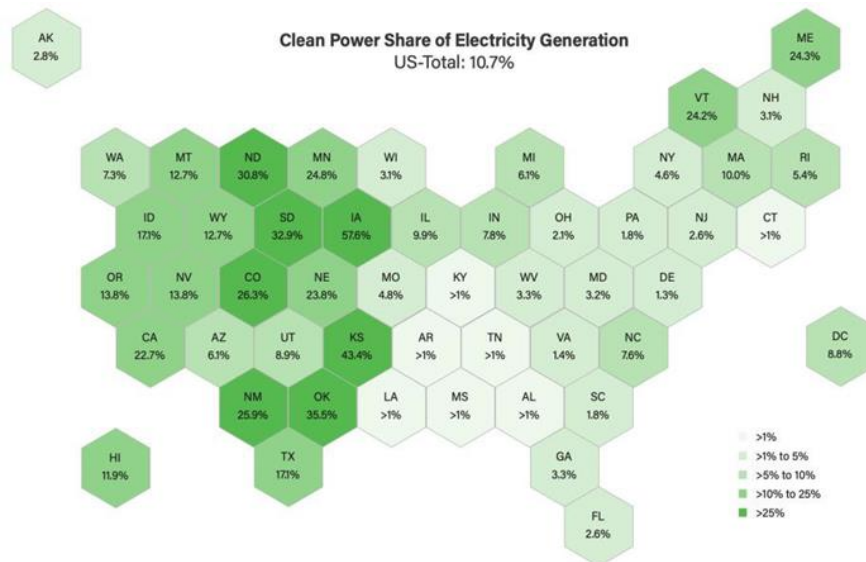


図2 2020年の米国における風力・太陽光発電の総出力に占める割合  
 アイオワ州の平均風力発電のシェアは50%を超え、カンザス州は40%を超える。  
 いずれも風力発電が中心となっている。(出典: ACP, 2021)

表1 需要に対する風力発電出力の平均値と最大値の比率

(2020年。赤字の値は過去のもの)

国・エリア	デンマーク	アイルランド	アイルランド	米国テキサス州	ポルトガル	ドイツ	スペイン	英国グレートブリテン島	スウェーデン	フランス	イタリア
風力発電設備容量 [GW]	6.2	4.3	5.6	31	5.4	62.2	27	23.4	10.1	17	10.6
風力発電電力量 [TWh/年]	16.2	11.1	13.8	95	12.1	131	53.8	72.9	27.5	39	18.5
太陽光発電設備容量 [GW]	1.3		0.3	6		54.1	14			10	
太陽光発電電力量 [TWh/年]	1.2		0.1		1.3	51.4	19			13	
ピーク負荷 [GW]	6.7	5.3	6.9	75	8.7	75.7	40	50	26.6	83	56.6
最小負荷 [GW]	1.6	2	2.4	27	5	33	16	18.1	8.9	29	19
消費電力量 [TWh/年]	35	29	37		49	553	238	324	136	445	302
連系線最大輸出容量 GW	6.3	1	1	1.2	3.8	16.8	8.1	4	10	17	3.6
風力+太陽光最大比率(1時間単位)	213%	96%	89%	59%		74%	70%			32%	
風力+太陽光最大比率(日単位)	138%						59%			26%	
風力+太陽光最大比率(月単位)	67%	56%	56%				34%			14%	
年間発電電力量に占める風力発電のシェア	47%	38%	37%	24%	25%	24%	23%	23%	20%	9%	6%
年間発電電力量に占める風力+太陽光のシェア	50%	38%	38%		27%	33%	31%	23%	20%	12%	6%
ピーク負荷に占める風力の比率	93%	81%	81%	41%	62%	82%	66%	47%	38%	21%	19%
最小負荷に占める風力の比率	78%	146%	165%	109%	61%	125%	110%	106%	53%	38%	47%

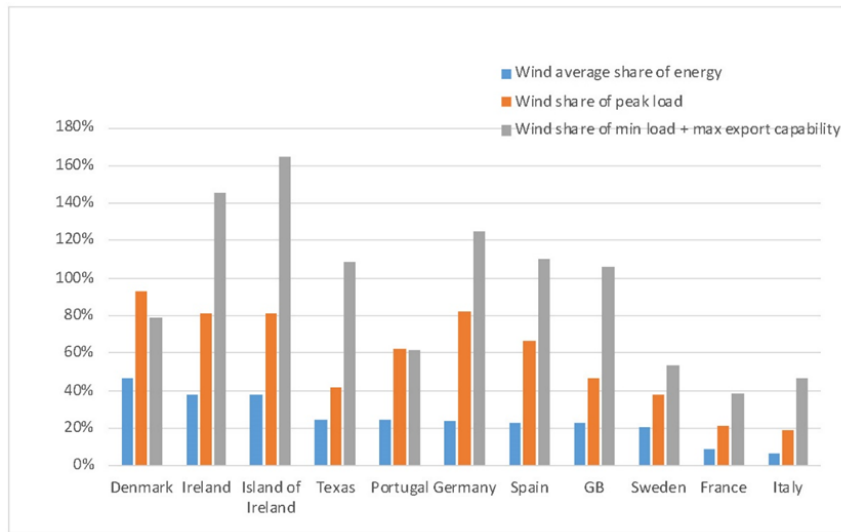


図3 2020年の消費電力量、ピーク負荷容量、重大な低負荷局面(最小負荷+最大輸入容量)に対する風力発電の比率(出典:表1に同じ)

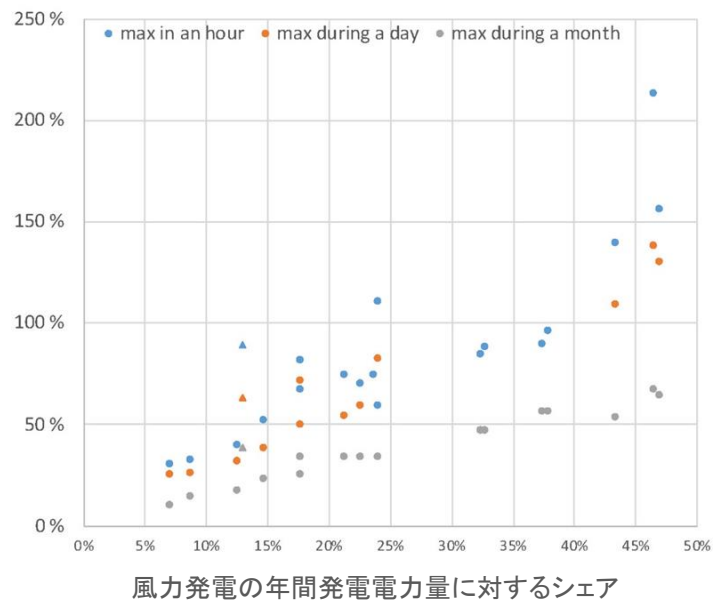


図4 1時間、1日、1ヶ月単位の風力発電の比率と年間発電電力量に対するシェア

デンマーク、フランス、ドイツ、ポルトガル、アイルランド、米国テキサス州、イタリアの2017年、2019年、2020年の記録値。三角印は2017年の風力と太陽光の合算データ。

負荷や他の発電方式に加え、風力発電によって電力システムの運用に新たな変動性と不確実性が発生する。この問題に対処するためには、電力システムのさらなる柔軟性が必要となる。柔軟性の必要性が高まるかどうかは、風力発電がどの程度システムに組み込まれているか、電力システムに既にどの程度の柔軟性が存在しているかなど、いくつかの要因に左右される。電力システムに対する影響の研究は、国内または電力システムの制御エリア内で可能な風力発電の導入目標を定義するため

の第一歩であることが多いため、このような問題に関連して一般に受け入れられている標準的方法論を適用することが重要である(Holttinen 編著: 風力・太陽光発電統合検討 推奨実施手法に関する専門家会合報告書(2018)を参照のこと)。これまで経験や研究結果から得られた知見をまとめた報告書からは、風力発電の統合の課題、便益、緩和策の可能性に関する貴重な情報が得られている(Holttinen et al, 2009; 2012; 2016; 2019)。本報告書は本シリーズの最新版であり、より新たな結果からの更新内容を含んでいるが、今も有効な過去の結果も部分的に記載されている。

事例研究の結果は、7つの章にまとめられている。まず第2章では、大規模風力発電の変動性と不確実性に関する最新情報を提供する。第3章と第4章は風力発電に伴う長期的計画の問題、システム計画と容量アデカシー(供給信頼度)を取り上げる。第5章と第6章では運用の影響、すなわち短期的信頼度(安定度および予備力)、および運用タイムスケールにおける風力の価値の最大化(需給調整に関する問題)について述べる。第7章では風力発電のシェア向上のための最新の風力統合検討を紹介し、第8章に結論を述べる。付録には、2021~2024年のTask 25に貢献するいくつかの進行中の研究へのリンクが記載されている。

## 2. 電力システム全体にわたる風力・太陽光発電の変動性と不確実性

地域全体や電力システム全体の需給調整に関わる風力発電のデータは、統合検討のための重要な情報である。集合化されたサイトや将来の風力発電の予測を十分把握できないと変動性や不確実性の平滑効果を捉えることができないため、風力発電の電力システムに対する影響の見積もりが不十分なものとなる。

風力発電の変動は、他の電源の運用に変化をもたらす。風力発電の初期計画での不確実性に対応するとすると、より短い時間スケールでの変更となる。風力発電は、電力システムの変動要因、不確実要因のひとつに過ぎない。電力需要、計画外の機器の故障、流れ込み式水力発電や太陽光発電が、電力システムにおける集合化された変動性の一因となる。システム運用者は、電力システムの正味の変動性や不確実性に対応しなければならない。変動性要因や不確実性要因ごとに個別に設定された影響を単純に加算することは、電力システムの非効率な管理につながる。

風力や太陽光のシェアが大きくなると、変動性や不確実性に加え、インバータによる非同期電源の接続が電力システムの運用に変化をもたらす。これは第 5 章で議論する。

### 2.1 変動性

電力システム全体のエリアを見た場合、風力発電の変動性と不確実性のいずれについてもかなりの平滑効果がある。平滑化効果の程度は、地域の大きさ、地域内の風力発電所の位置や分散具合、地域の気象条件などに依存することになる。これまでの研究では、平滑効果は極値的な変動の測定値や極値的な予測誤差に対しても生じており、これらは広域のエリアのほうが相対的に小さくなる。変動性と予測可能性の間には線形に近い関係があることが明らかになっており、風力発電の変動性が小さいほど、予測誤差も低くなる。洋上風力発電については、発電所の大部分が狭いエリアに集中している場合には、変動性や不確実性がより大きくなる。また変動性は短いタイムスケールの場合に小さくなる(Holtinen et al., 2016)。

#### 2.1.1 風力発電の実測値からの変動性

図 5 は、1 つの国および需給調整した地域の風力と負荷の例であり、ドイツの風力発電を集約した場合の全般的な変動性状況を示している。

いままで研究対象であった大規模風力発電の実測データが、より入手できるようになってきている。欧州連合(EU)における実際の風力発電の変動性は、欧州風力発電協会(WindEurope)のウェブツール“Daily Wind Power Numbers”で分析されている(<https://windeurope.org/about-wind/daily-wind/>)。欧州全体の発電と需要のプロファイル、および各国の風力発電のシェアは、欧州送電システム運用者ネットワーク(ENTSO-E)の「トランスペアレンシー・プラットフォーム」を通じて提供される前日情報を基に、WindEurope の年間設備容量と合わせて毎日発表されている(図 6)。月毎の出力の分布を図 7 に、風力発電の設備利用率毎の頻度分布を図 8 に示す。

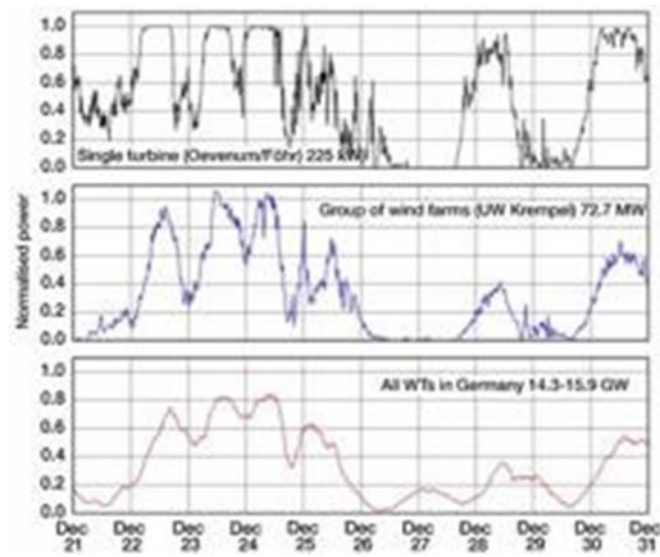


図5 ドイツにおける風力発電の平滑化効果  
 風力発電所の集合化が進むにつれ、相対的な変動が平滑化される。  
 (出典: Fraunhofer IWES, 2015)

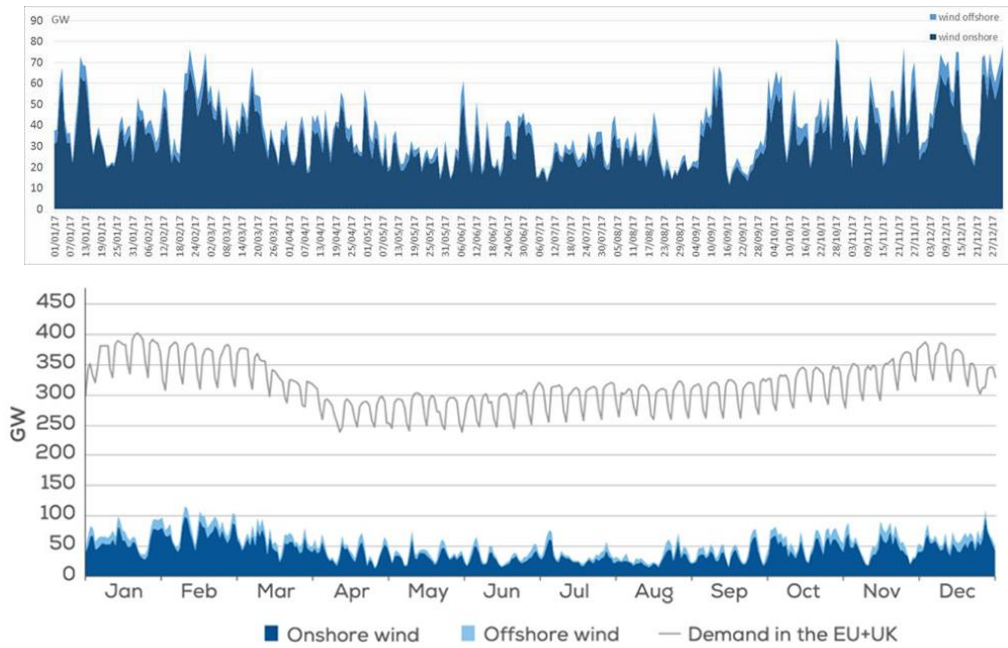


図6 EUにおける2017年の1日の風力発電出力(上段)とEUおよび英国における2020年の1日あたりの風力発電出力と需要(下段)  
 (出典: WindEurope)

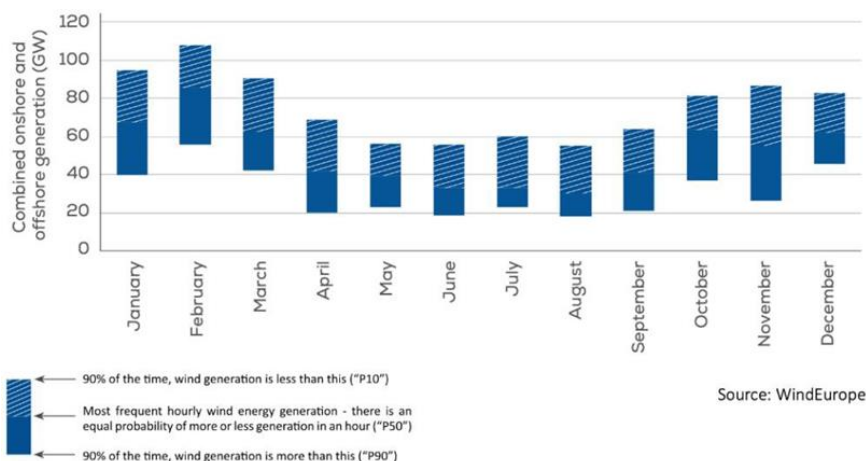


図7 EUおよび英国における2020年の時間あたり出力の分布  
 月ごとに中央値、10パーセンタイル、90パーセンタイルの値が表示されている  
 (出典: WindEurope)

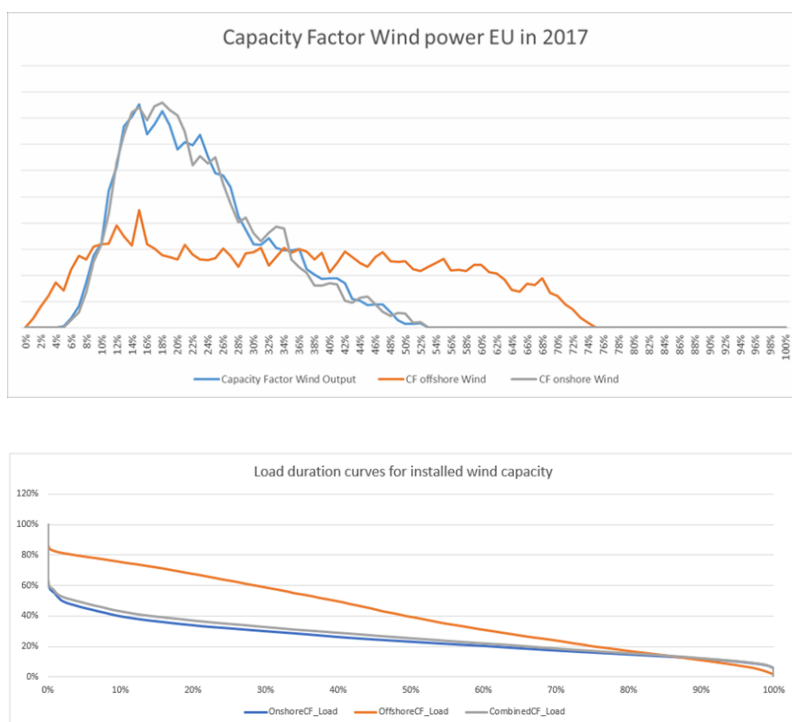


図8 2017年の1時間毎の風力発電データに基づく設備利用率(設置定格容量に対する平均出力)の確率曲線および出力の持続曲線 (出典: WindEurope)

2017年は6月2日10時に7.8GW(風力発電設備容量の5%)の最小値、10月28日20時に88GW(風力発電設備容量の52%)の最大値が記録されている。設備利用率は平均で22.3%であった。洋上風力発電の設備利用率は、より大きな範囲により均等に分布しており、頻度分布の値は陸上よりも概して大きな値を示している(図8)。洋上風力は陸上風力よりも設備容量が小さく、主に北海に集中しているため、陸上風力の分布が10~30%であるのに対し、洋上風力のそれは最小0%、最大75%であ



った。

2020年の欧州の1年間の風力発電出力(陸上と洋上の和)は、8月27日08:00の最低8.7GWから3月13日13:00の最高109GWまでであった。記録的出力に達したのは2月10日で、全施設の平均設備利用率は全日で60%だった。2月全体の電力需要のうち、24%を風力がまかなった(EUと英国を合わせた2020年全体で見れば16.6%であった)。

### 風車技術が変動性に与える影響

設置場所の地理的分布に加え、設置された技術も風力エネルギーの変動性に影響を与える。ハブの高さを高くし風車定格を小さくすると、設備利用率が増大する。また、MW換算の変動性は大きくなるが、相対的な変動は小さくなる傾向がある(Koivisto et al., 2019)。つまり、同じ量の年間TWhを、変動性を抑えてかつ、より低い設備容量で発電することが可能となる。

選択された風力技術は嵐の際の挙動にも影響を与える。これは洋上風力の設置密度の高い地域での洋上風力の極端な出力変化率に対して特に重要である(Murcia Leon et al., 2021)。

### 風力発電の少ない時期

より広域な地域では、どこかで必ず風が吹いている。これは、欧州の1時間毎のデータで証明されている。しかし、風の弱い時期には、出力が平均よりはるかに低くなることがある。

欧州の弱風期間を調べるために、2017年のデータに対して閾値を変えることにより分析がWindEuropeによって行われた(図9)。今回の分析に利用した設備容量は2016年末のものであり、12月末の設備容量が1月初めの設備容量より10%高いため、設備利用率が若干過大評価される可能性がある。風力発電の総出力が設備容量の5%未満となったのは、1回だけであり、期間は2時間だった。風力発電が設備容量の6%未満となるのは17時間あったが、これは5時間未満の事象が個々に発生したものである。風力の設備容量が10%未満であった時間は430時間であり、事象のほとんどは10時間未満しか継続せず、最長のもので38時間継続した。

2019年については、設備容量の5%未満は1時間のみ、設備容量の8%未満は最大で連続13時間、設備容量の10%未満は連続34時間だった。

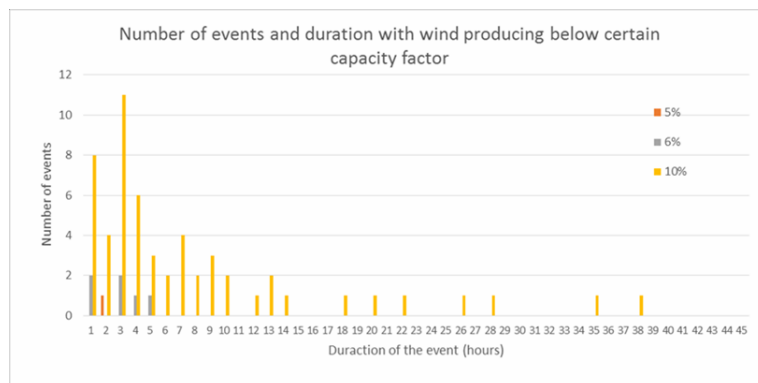


図9 2017年、欧州で風力発電が一定の設備利用率を下回った事象数と期間 (出典: WindEurope)



## 暴風雨時の極端な出力変化

暴風時の極端な出力変化は、以下の各国で記録されている。

- ドイツ：1 時間で設備容量の 12%という最大の出力低下を記録したのは、2014 年 2 月 14 日の暴風雨の時であった。3 年分のデータから、最も大きな出力変化を記録したのは、15分以内に設備容量の-5.8%から+5.1%、1時間以内に-12.5%から+11.9%、5 時間以内に-38%から+45%にそれぞれ変化したときであった。2019 年と 2020 年は、1 時間当たりの最大出力変化が設備容量の 10%未満であった。
- ポルトガル：2019 年に観測された最も厳しい風力発電の出力変化は、5 分間で-6.5%と+6.9%の間、1 時間で-16.6%と+19.5%の間、5 時間以内に-48.7%と+55%の間での変化であった。これらは、過去に観測された-19.2%から+24.6%(1 時間以内)、-50.6%から+63.6%(5 時間以内)という出力変化よりは小さい。データの出典：TSO REN
- デンマーク：2013 年 10 月、風力発電が 2 時間以内に 3000 MW から 1000 MW に減少した最大の暴風雨がシステム運用者の Energinet によって報告された(1 時間で容量の 25%、15 分で容量の 6%)。
- スペイン：2019 年の最大の出力変化は、設備容量に対して 1 時間で+15.7%と-17.9%の間、10 分間で+4.4%と-4.0%の間の変化であった。2018 年の 1 時間ごとの出力変化は、設備容量に対して最大で+15%と-13.4%の間であった。

ドイツの場合、極端な出力変化は3年以上のデータ(2012年1月の風力発電 28,575 MW から 2015 年 4 月の 38,104 MW まで)によるものである。最大の出力変化速度と予測誤差は、その間に記録された 130 回の暴風雨の際に発生した。

特別なストーム制御技術を適用して、暴風雨時の予想出力変化率を下げることができる。これは特に(洋上の)風力発電所の大規模集中地域に影響を与えると考えられる(Murcia Leon et al., 2021)。

### 2.1.2 電力システムの大きさと風力発電の分散に関する平滑化の影響と指標

入力データが変動性を過大または過小に予測していないことを確認するために、データの変動や平滑化の影響をチェックすることが必要な場合がある。これは、既存の風力発電データを等倍する場合や、まだ配備されていないサイトでの将来の風力発電を模擬する場合である。

Kiviluoma et al. (2014) では、複数の電力システムの風力発電の変動性に対する指標が算出されている。この指標は、3 つのタイムスケールにおける風力発電の出力変化速度を、3 つの出力変化超過レベルで組み合わせたものである。風力発電設備利用率と風力発電設備容量の中心からの平均距離を用いた回帰モデルで、変動性の大部分を説明することができる(図 10)。

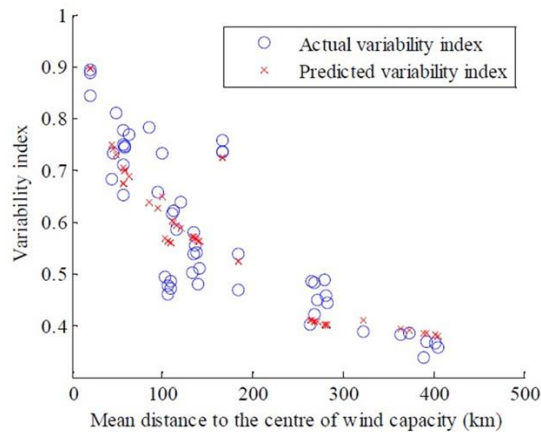


図 10 設備利用率、平均距離、平均距離の対数を従属変数とした leave-one-out 法による実現変動性指数(青丸)と予測変動指数(赤十字) (出典: Kiviluoma et al, 2014)

電力システムの大きさと風力発電所の分散に対する指標に対し、Olauson et al. (2016) によって等価システム半径(REQ)が提案されている。ポイントは、風力発電システムは、それぞれの間の距離によって出力の相関が指数関数的に減少すると仮定すると、実際の電力システムと同じ分散を持つ一様な円で表すことができることである(図 11)。

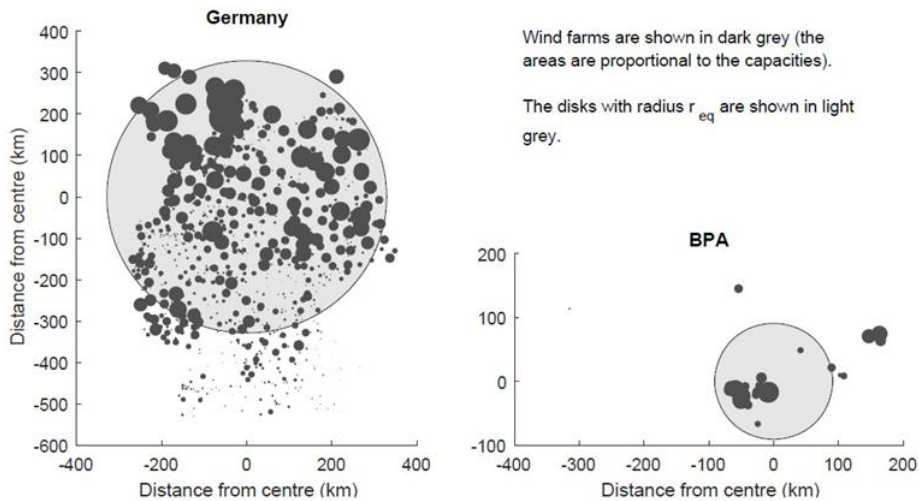


図 11 ドイツと BPA(米国ボンネビル電力局)の等価システム半径(REQ)の図解

なお、BPA の発電所は比較的小さなエリアに集中しているため、電力システム全体の大きさに比べて REQ は小さくなる。特に、(-300,100)にある小さな発電所は、REQ にあまり影響を与えない (出典: Olauson et al., 2016)

### 2.1.3 風力エネルギーのシミュレーション値からの変動性

再解析データセットは、統合検討のための風力発電のモデル化に日常的に利用されている。電力システム全体の風力発電の実測データが出始めると、2016 年には推定データの方が実測データより変動性が大きいことが示された。再解析(ドイツ)や測定(オランダ)による風速データを使用すると、たとえ広く分散したデータを用い

て大規模風力発電のシミュレーションをしても、実際に測定された大規模風力発電のデータよりも時間ごとの変動性が大きい結果となった(Kiviluoma et al. 2016)。

しかし、ECMWF(欧州中期予報センター)による新しい欧州の再解析 ERA5 は、国全体の出力と個々の風車について、よく用いられる MERRA-2(研究・応用のための現代遡及解析バージョン 2)よりもかなり良い性能を有する(Olauson et al., 2016)。平均すると、ERA5 では誤差が約 20%小さくなっているが、国によってその減り方はさまざまなである。

米国では、国立再生可能エネルギー研究所(NREL)が、太陽時系列データには全国日射量データベース(NSRDB)を、風データには風力統合全国データセット(WIND)ツールキットを組み合わせて利用している (<https://www.nrel.gov/grid/wind-toolkit.html>)。どちらも北米大陸を何年間分もカバーしている。

フランスでは、Jourdiere (2020)によって、次のようなさまざまな再解析プロダクトとモデルを用いた風力発電のシミュレーションが比較されている。米国航空宇宙局(NASA)のMERRA-2やECMWFのERA5、さらに高解像度の地域別データ(ドイツ気象局DWDのCOSMO-REA6やメテオ・フランスのAROME 数値気象予測モデル)、メソスケールの新しい欧州風況アトラス(NEWA)などがある。2015年のフランスと各地域の風力発電のモデル値と実測値の比較を図12に示す。図12(a)は、各地域(マーカーのスタイルで識別)と各モデル(マーカーの色で識別)について、設備容量の割合の偏差(モデル観測、y軸)と30分風力発電時系列の相関係数(x軸)の関係を示す。図12(b)-図12(e)は、(b)フランス全土、(c)ブルターニュ、(d)イル・ド・フランス中央圏、(e)オクシタニー地方圏およびプロヴァンス=アルプ=コート・ダジュール地域圏の風力発電設備利用率の平均日周変動(黒)とモデル(各色)である。図13では、平均電力の偏差(モデル・観測)を設備容量に対する割合で表している。データは2015年のものであり、損失係数は15%である。

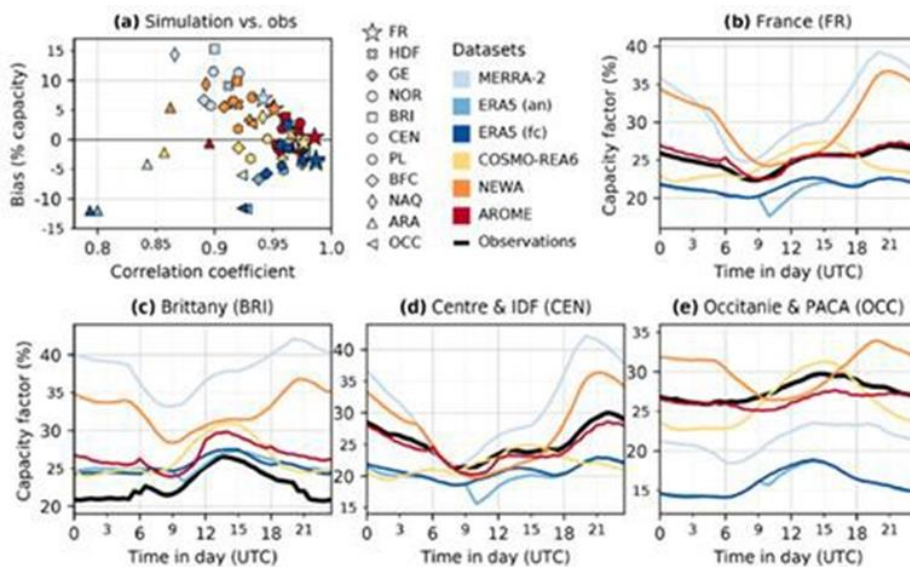


図12 2015年のフランスと各地域の風力発電のモデル値と実測値の比較 (出典: Jourdiere, 2020)

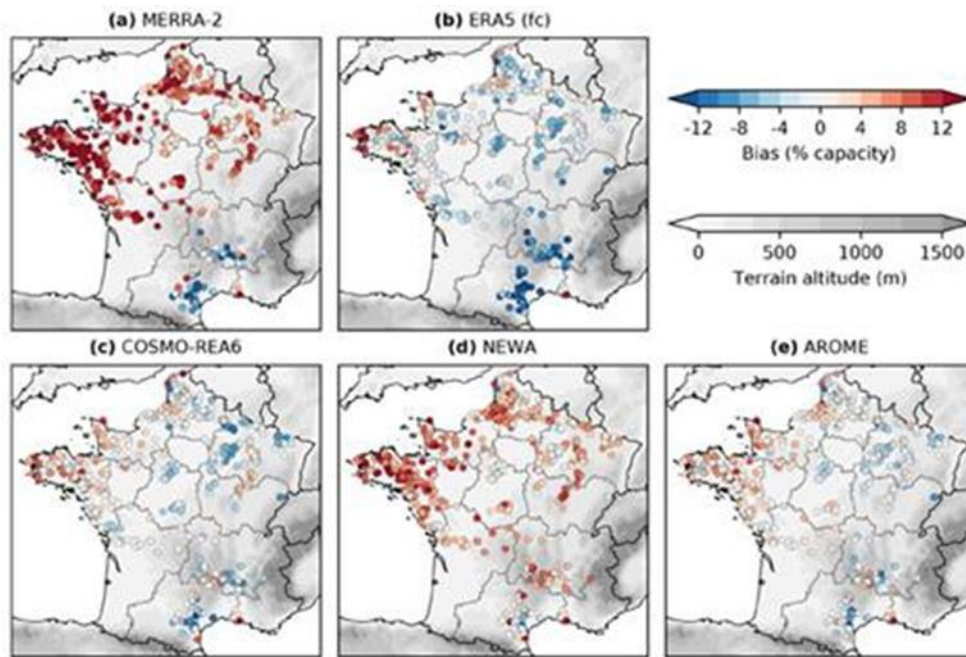


図 13 都市スケールで DSO データベースと比較した風力発電出力模擬の局所的偏差

(a) MERRA- 2, (b) ERA5( 予測 ), (c) COSMO-REA6, (d) NEWA, (e) AROME に基づく  
(出典 : Jourdi er, 2020)

時系列シミュレーションツールは、風力発電や太陽光発電の導入量に変化する将来シナリオに特に有効である。さまざまなタイムスケールでの風力と太陽光の時間的、空間的な相互関係を捉える必要がある。また、隣接するエリアにおける再生可能エネルギー電源の時系列を正しい相関関係で用いることが重要である。デンマーク工科大学の風力エネルギーツール CorRES(再生可能エネルギー源の相関)は、大規模な大陸横断システム上の風力太陽光を合わせた時系列を生成している(図 14)(Nuño et al, 2018)。これは、ENTSO-E が年 2 回発行する「10 年ネットワーク開発計画」において、汎欧州大陸電力システムの長期計画に用いられている<sup>原注1</sup>。

特に近接して設置された大規模な洋上風力発電所が暴風雨により停止した場合、最も重要なタイムスケールは 1 時間ごとよりも高い頻度となる可能性があり、1 時間未満の出力変化率の正確なモデル化が必要となる(Koivisto et al, 2020a)。

原注1 <https://tyndp.entsoe.eu/>

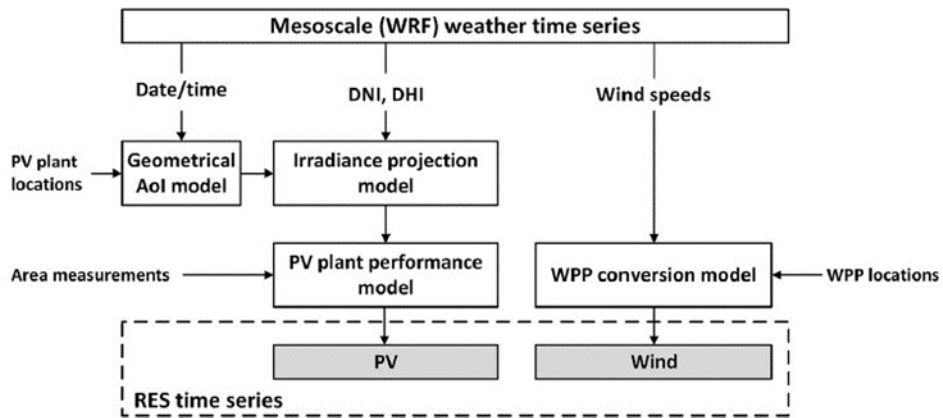


図 14 太陽光発電と風力発電の時系列生成ツール CorRES の模式図

(出典: Nuño et al., 2018)

### 2.1.4 風力と太陽光の相補性

風力と太陽光エネルギーにはかなりの補完性があり、太陽光資源が少ない日は風力資源が多く、その逆もあり得る。フランスの例を図 15 に示す。

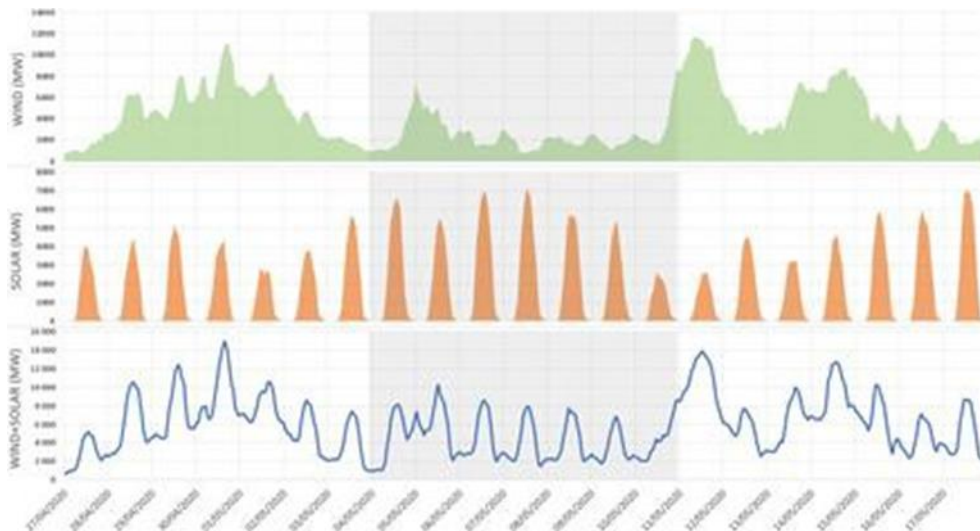


図 15 フランスにおける 2020 年の 3 週間の風力と太陽光の時系列の例

(出典: ENTSO-E Transparency: <https://transparency.entsoe.eu/>)

風力発電と太陽光発電の相補性を利用して、需要に対応する能力を向上させることができる。負荷と残余需要の変動性を考慮した電力システムの風力と太陽光の最適化したシェアは、ポルトガルの場合で 2,020 MW の太陽光発電+3,560 MW の風力という結果になった(図 16) (Couto & Estanqueiro, 2020)。



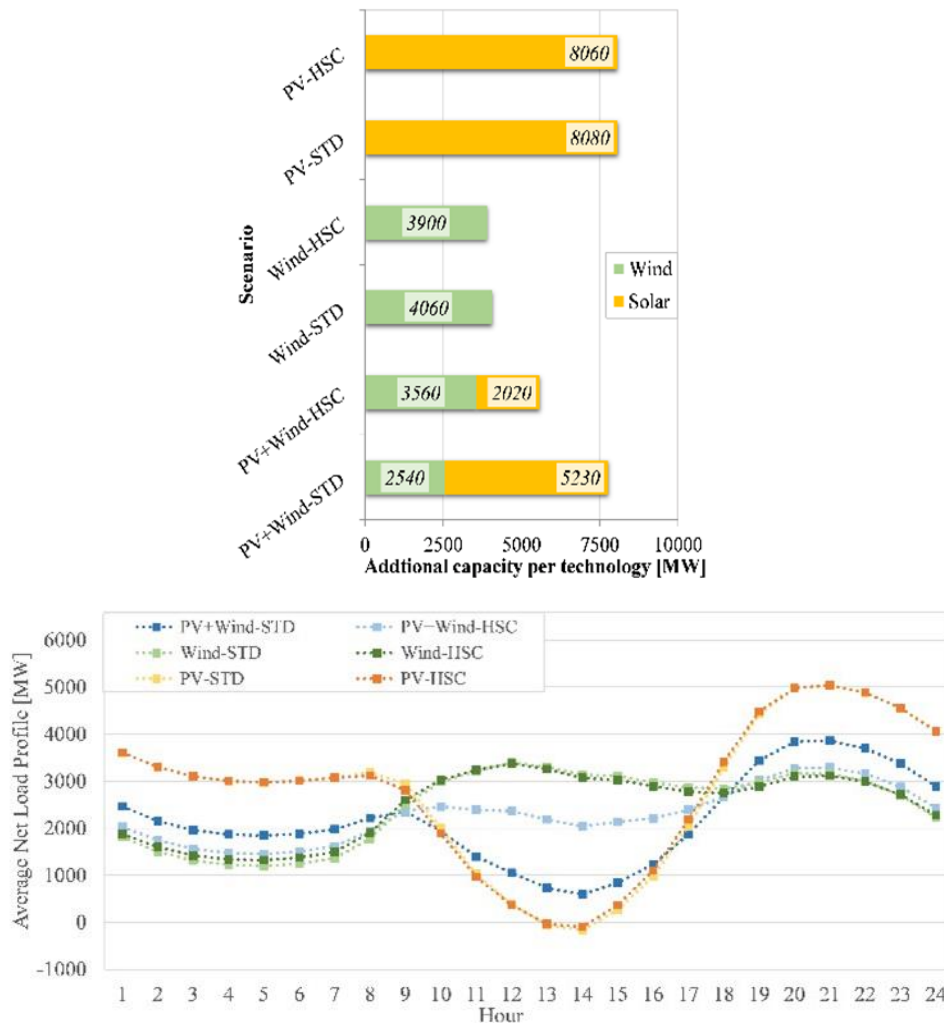


図 16 風力と太陽光の比率を最適化し、相補性を最大化するポルトガルの例  
 上図：各シナリオにおける風力/太陽光発電容量、下図：年間 5%のエネルギー余剰がある場合の全シナリオの日別プロフィール。STD と HSC は、年間標準偏差に基づく残余需要の年間変動性、および 1 時間残余需要ステップ変化の標準偏差をそれぞれ最小化基準としたものである。(出典: Couto & Estanqueiro, 2020)

## 2.2 不確実性

変動性と同様に、電力システムの運用においては、極値的な予測誤差は運転予備力の設定に重要な要素である。大きな出力変化を伴う事象や風力・太陽光の発生を予測することは、有用である。電力システムのシミュレーションにおいて、将来の予測誤差が現在よりも小さくなることを考慮する場合や、既存のデータがない新しい地域に設置される風力発電の模擬を行う場合には、シミュレーションによる予測が必要となる。

風力発電の出力の不確実性は、集約された分散型風力発電の方が小さくなる(図 17)。風力発電は今後、より正確な予測方法が開発され、運用方法もより良い予測精度でより迅速な判断ができるように進化することで、不確実性が減少していく。短い時間軸の場合、風力発電所や気象観測所から直接、リアルタイムで正確かつ代表的な測定を行うことで、精度が向上する。

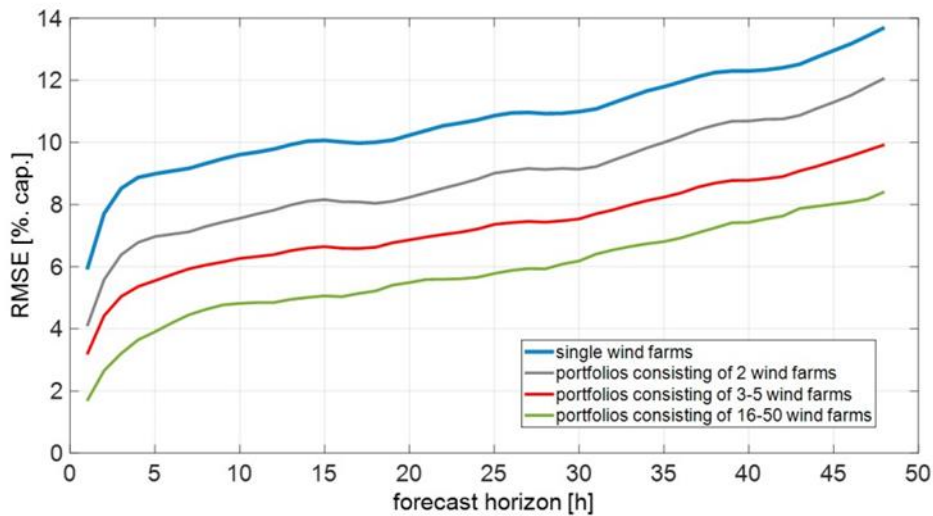


図 17 ドイツにおける風力発電の予測誤差に対する集約の便益の例

より多くの風力発電所を集約することで、すべての予測期間において相対的な予測誤差(二乗平均平方根誤差として測定)が減少する。(出典: Fraunhofer IEE, adapted from Dobschinski, 2014)

### 2.2.1 観測可能なナウキャスト

観測可能性も分散型発電の課題であり、出力の一部をリアルタイムで予測する必要があることを意味することになる。コスト面や建設時の技術的要件から、個々の太陽光パネルや第 1 世代の風車、あるいは一部の小水力発電装置には、リアルタイム計測装置がないことが多い。ドイツでは、送電システム運用者(TSO)が直接監視している風力(および太陽光)発電はごく一部であり、大部分はナウキャストを用いてリアルタイム推定が行われている(Biermann et al., 2005)。

スペインでは、すべての小規模発電事業者がディスパッチセンターを通じて報告することを義務付け、98%以上の風力と太陽光がリアルタイムで監視されるようになった(Holtinen et al., 2011)。系統システム運用者の REE は、再生可能エネルギー制御センター(CECRE)を通じて、設置されている風力発電の 98.6%の遠隔測定データを受け取っており、そのうち 96%は制御可能(15 分以内に所定の設定値に出力を合わせることができる)である。スペイン全土に広がる約 800 基の風力発電所への通信配置は、10 MW 以上のすべての分散型電源を CECRE に集約し接続することを実現した。風力発電をリアルタイムで監視・制御することで、電力供給の品質とセキュリティを維持しながら、再生可能エネルギーの統合を最大化し、出力抑制を減らすことができる。

2021 年、フランスでは風力発電の 81%が直接計測可能である。これは、短期的な予測が大量のリアルタイムのモニタリングに基づいており、そのため予測が非常に正確であることも意味する。しかし、太陽光発電については、現在、フランスの設備容量の 3 分の 1 以上がリアルタイムでの出力測定や推定を行うことができない。発電所の出力と近傍にある他の監視対象発電所の出力とに大きな相関があることが確認できれば、計測機器を直接接続しなくてもリアルタイムに出力を推定可能である。発電機の出力を推定できない場合、通常、リアルタイム出力は直近の予測に一致しているとみなされる。フランスでは、ほとんどの小規模分散型太陽光発電設備がそうであり、それらは一つに集合化され扱われている。フランス全土で約 5 km×5

km の空間分解能で地上の日射量を推定し、15 分更新の画像衛星を利用し、機械学習手法、つまり「物理」モデルと組み合わせることで、将来的には地域の太陽光出力をリアルタイムで高品質に推定することが可能になる。衛星画像と雲動ベクトル法を組み合わせれば、超短期の太陽光出力予測の妥当性が向上すると可能性がある (Kasmi, 2021)。

### 2.2.2 極值的な予測誤差イベント

極值的な予測誤差は、運転予備力の必要性を増大させる。5.1 節を参照のこと。予報の誤差は通常、風の弱い日に小さくなり、極端な誤差は暴風雨時に生じることが多い。

ドイツでは、2012 年から 2014 年までの 3 年間の予測誤差は、寒冷期に誤差が大きくなったり頻度が高くなったりする季節依存性を示し、平均絶対誤差は設備容量の 2.3% であった。主観的な解析では、風力発電の予測誤差が大きかった 88 日のうち 60.2% で、サイクロンや気圧の谷が北海やバルト海、あるいは直接ドイツ上空を通過していた (図 18)。観測された前日予測の最大誤差は、風力発電設備容量の -19.2% と +21.5% (0.01% および 99.99% パーセンタイルは -18.5% および 18.3%) であった (Dobschinski et al., 2016)。大きな誤差のある事象は、気象予測に加え、最近の風力発電の測定値を利用した当日の追加電力予報に基づくザラ場の当日取引で需給バランスを取っている。

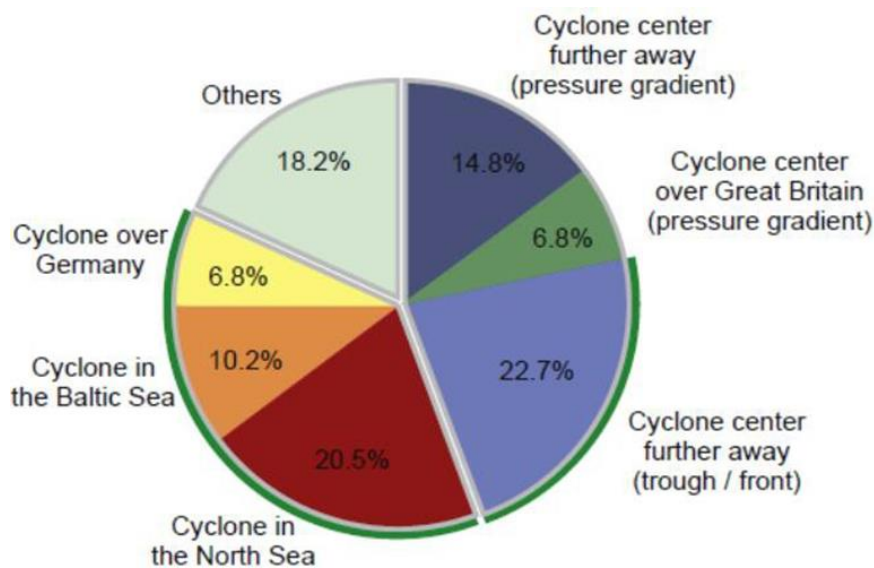


図 18 風力発電の予報誤差が大きい日における総観スケールの気象要素の主観的評価

一番外側の緑色の線は、小規模な低気圧や気圧の谷が大きな予測誤差につながる可能性がある場合 (60.2%) を示す。(出典: Steiner et al., 2017)

### 2.2.3 出力変化速度の予測

ドイツでは、EweLiNE プロジェクトにおいて、2.2.2 節で述べた困難な気象状況を認識するための自動サイクロン検出アルゴリズムが開発されている (Steiner et al., 2017)。サイクロン検出は、平均海面気圧に基づき、気圧場のラプラシアンを準地衡風の相対渦度の代わりに用い、サイクロンの影響を受ける領域を示すものである。



曲率および時空間移動の閾値を主観的に設定することで、自動サイクロン検出アルゴリズムが完成する。

**ポルトガル**では、Lacerda et al, (2017)において、暴風やサイクロンによって引き起こされる風力発電の出力変化速度が分析された。この研究では、著者らは一般的な気象低気圧・暴風雨検出アルゴリズムを適用し、風力発電の出力変化のトリガーとなるこれらの現象の基本的な役割と主な特徴(場所、強度、軌道など)を把握した(図 19)。

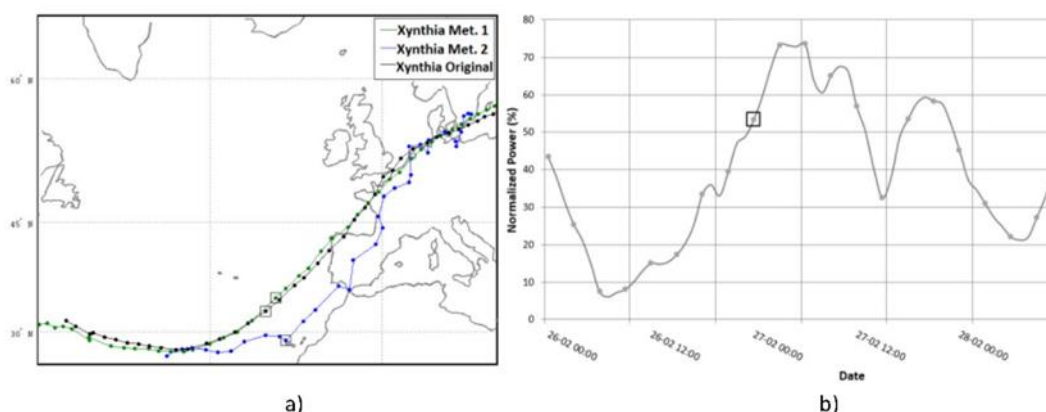


図 19 (a) LNEG が実装したサイクロン(緑)と暴風(青)の検出アルゴリズムによる Xynthia 暴風雨の軌道、および公式の軌道(黒); (b) ポルトガルにおける正規化した風力発電の総観測量。出典：Lacerda et al., (2017)から引用

#### 2.2.4 風力・太陽光低出力事象の予測

特に風速が低い時間が長い場合の風速の減少を予測することは、電力システムにとって重要である。Li et al.(2020)では、2018 年 4 月にオランダで発生したいわゆる曇天無風(Dunkelflaute, 風力および太陽光発電の低出力が同時発生する)現象で見られた風速低下が、全球予測システム(GFS)の運用データによって 3 日未満前に初期化されたときのメソスケール気象研究予測モデル(WRF)の予測によりよく捉えられていることが示されている。

また、2017 年中にベルギーで 1 週間弱の間隔で発生した 2 回の曇天無風現象について、10 日前までの予測がどの程度可能であるかが調査されている。最初の期間は WRF の実行で適切に把握されていた。しかし、時期と継続期間を予測するには、2 つ目の現象により近いところで初期化した WRF モデル(WRF-GFS+)を実行する必要があり(図 20、Li et al, 2021)、予測期間が約 3~4 日しかないことが確認された。陸上と洋上をカバーするさまざまな測定データを用いた検証により、これら 2 つのケーススタディでは、風速が雲量よりも予測しやすいことが示された。太陽電池については、衛星リモートセンシングに基づく放射線データを潜在的に含めた、より多くの検証作業が必要である。

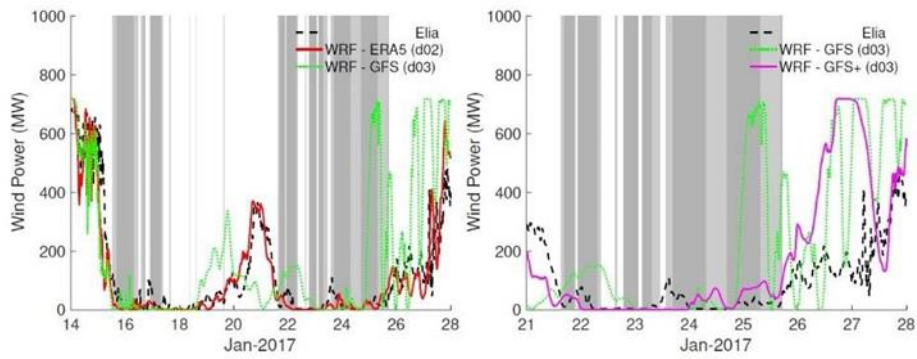


図 20 1 月 14 日～28 日の曇天無風間中の風力発電の実測値とシミュレーション値(左図)

1 月 21 日に初期化された WRF-GFS+の実行によるシミュレーション結果を右図に示す。昼間の曇天無風の時間帯は、薄いグレーの影で表されている。夜間(太陽光発電がない時間帯)に発生する弱い風の状態を濃い色で区分けしている。風力発電の実測データは Elia から入手。

### 2.2.5 予測の改善

予報手法や数値気象予報は、今もなお改良が続けられている。スペインにおけるさまざまな(前日)予測期間の平均絶対予測誤差の例を図 21 に示す。各年の平均誤差は依然として減少傾向にあり、5 年間で平均絶対誤差が約 20%改善され、24 時間前予測値は全風力発電設備容量の約 2%になった。

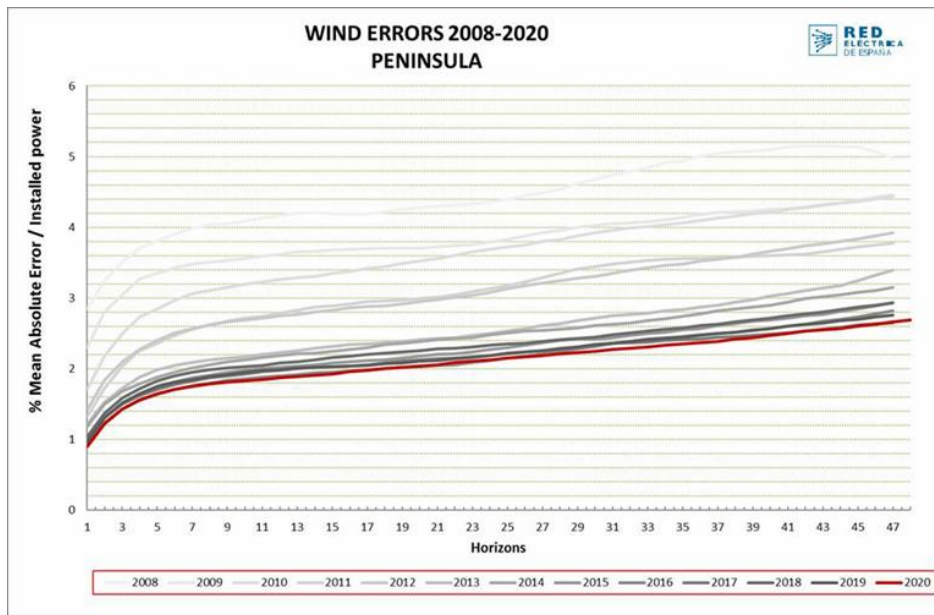


図 21 予測精度の向上

スペインの近年のシステム運用における様々な事前予測期間の平均予測誤差の例 (出典：スペイン REE)

風力発電のシェアが高くなると、システムの制約や市場価格(ゼロまたはマイナス)により、風力発電所で不本意な出力抑制や自発的な抑制が行われることになる。

これを適切に考慮しないと、予測誤差に現れる可能性がある。例えば図 22 は、「利用可能な出力」の予測は良好だったが、発電事業者が自主的に風力発電所からの出力を減らした例である。

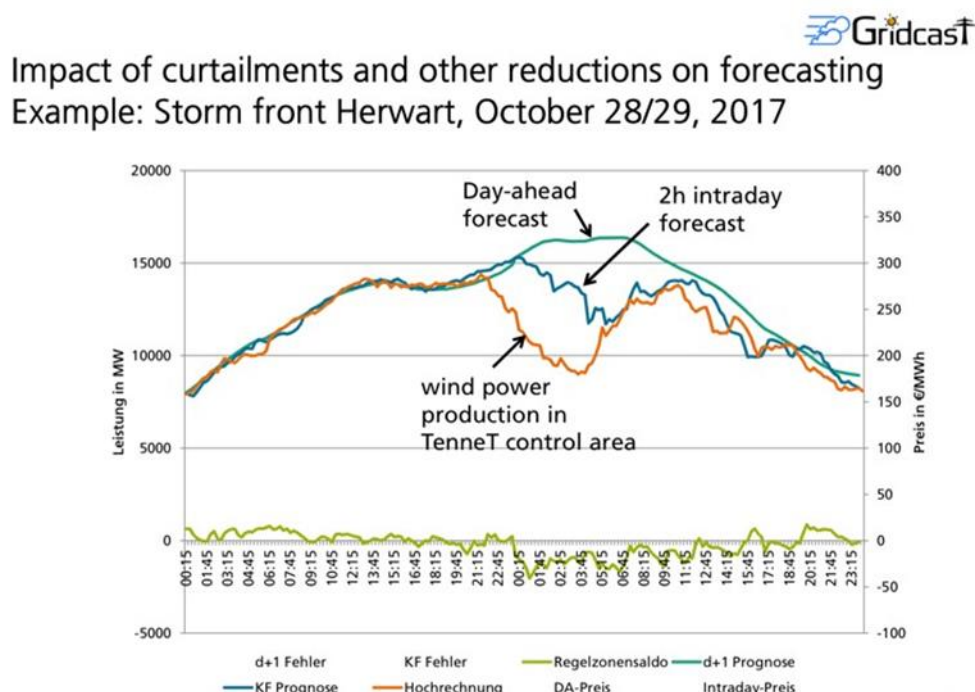


図 22 出力抑制、暴風雨によるカットオフ、ネガティブプライスなどが予測精度に与える影響

(出典: Fraunhofer IEE Gridcast)

気象・電力予測の最適化を図るため、数値気象予測に関して以下のような改善点が指摘されている(Dobschinski et al, 2016; Siefert et al, 2017)。

- 風車や太陽光発電システムの出力行データ、ハブ高さでの風速測定値など、新たに入手可能なデータを同化させることによる、数値気象予測モデルの初期状態の改善
- 数値気象予報における関連する大気プロセスの物理的パラメータ化の改善
- モデル出力統計と呼ばれる、測定値を考慮した予測結果の後処理手順の改善
- アンサンブル予測システムの改善
- 確率的予測の較正の改善

風力と太陽光発電のデータを同期する際には、風力から出力への変換を考慮し、このプロセスが従来の気象・出力予測の能力を劣化させないようにする必要がある。出力予測に関しては、以下のような改善の可能性が指摘されている。

- 風力・太陽光発電のデータをより多くの地点で構成し、発電所の状態(運転中、出力低下、メンテナンスなど)を考慮したより良い基盤情報
- 出力予測モデルへの入力としてのオフサイト測定の活用
- 気象状況の分類

- 風力・太陽光発電所の大規模地域への集合化の改善
- 風力・太陽光発電所と系統ノードのマッピングの改善
- 校正した確率的予測を使った、予測の不確実性の事前評価
- アンサンブル情報を確率的予測に変換する手法の改善
- 既存の気象状況や送電網の状態に関して、異なる予測モデルを組み合わせる手法の改善

風力発電の予測に関する IEA Wind TCP Task 36 (<https://iea-wind.org/task-36/>) は、予測の方法が個別ケースによって異なることを強調している。場合によっては、適切な用途のために適切な予測をすることで、予測精度が向上することがある。また、季節ごとの予測の活用や改善にも取り組まれている。

## 2.2.6 予測誤差データのシミュレーション

電力システムのシミュレーションにおいて、将来の予測誤差が現在よりも小さくなることを考慮する場合や、既存のデータがない新しい地域に設置される風力発電のシミュレーションを行う場合には、シミュレーションによる予測が必要となる。純粋な統計的手法による合成予測のシミュレーションには、特に複数の予測期間が必要な場合や、リアルタイムの風力発電と組み合わせる場合などに課題がある。

EU プロジェクト「最適システム - 欧州電力のための柔軟性ソリューションの組み合わせ(OSMOSE)D2.1」では、風力、太陽光、需要に関するさまざまな基本的な特性を反映して、予測誤差をシミュレーションする新しい方法が用いられた(OSMOSE D2.1, 2019)。市場や運用判断のシーケンスに対応した様々な事前予測時間を捉えることが重要である(図 23)。市場シミュレーションで生成される時系列は、実時間の動きを模擬するインフィード時系列に収束することが望ましい。したがって、将来予測の誤差は、別の方式(通常は気象データを使用)で生成されたインフィード時系列の上に模擬され追加される(図 24)。この方法は、さまざまな事前予測時間で測定された大量の予測誤差の観測値が得られることが前提となる。予測経路のモデル化では、対応する分布関数を多変量に定式化し、コンピュータベースの方式で実装する。

予測誤差の評価方法は一般的に適用可能であることが証明されているが、校正や市場ゾーン間の予測誤差の地理的相関を正確にモデル化する性能については、さらなる研究が必要とされている。

Olason (2018)では、再解析から出力をシミュレーションしており、1 週間先までの合成予測は気象学的な「再予測」と統計的後処理に基づいている。

Miettinen et al.(2020)では、予測誤差の分布を推定する方法が提案されている。その方法は、エリアサイズとエリア内の風力発電所の分散状況に基づいている。

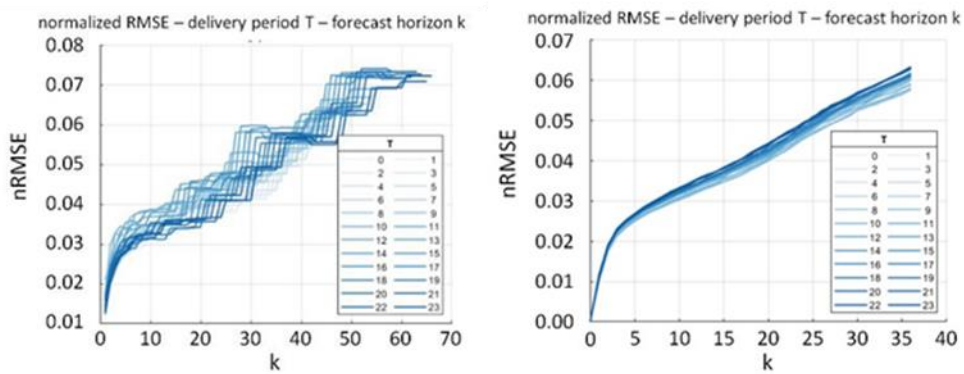


図 23 フランスにおける風力出力の正規化二乗平均誤差(nRMSE)  
 左は供給期間および予測期間ごとの観測値、右はシミュレーション予測経路に関するもの。  
 (出典: OS MOSE D2.1, 2019)

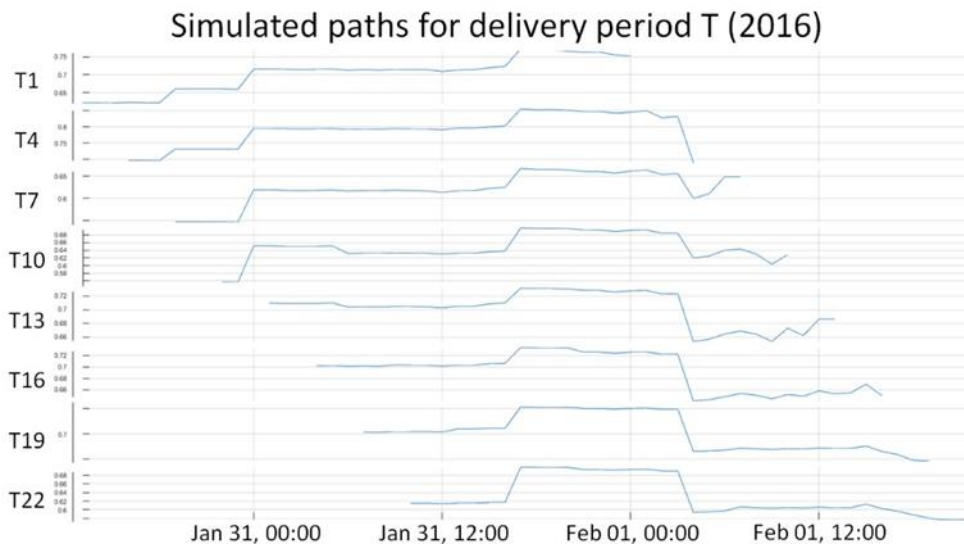


図 24 単一シナリオかつ隣接するディスパッチ期間での予測シミュレーション  
 (出典: OS MOSE D2.1, 2019)

### 3. 送電計画

技術的には、再生可能エネルギーの安全な統合には、第 4 章および第 5 章で述べる安定度、系統アデカシー、運転予備力に加え、一つの条件として大幅な電力システム整備が必要となる(IEA-RTE, 2021; EU-Sysflex D2.1, 2018)。補強の必要性は、利用する風力資源の既存の電力システムや地点によって異なることになる。風力発電のシェアが高い将来のシステムには、新しいツール、不確実性の分析、地域協力が必要となる(Statnett, FG, Energinet, SvK, 2016)。洋上の大型設備、オフショアグリッド、エネルギー島などのハイブリッド化の流れは、多くの国や電力システムに影響を与え、電力システム計画の課題を増やすことになる。他のエネルギー部門の脱炭素化やセクターカップリングにより、グリーン転換における洋上風力の重要性はさらに高まると予想される。

今後について検討すると、将来のすべての風力シナリオに対して新しい送電が必要となることが分かる。その多くの場合で参考事例が求められる(例えば米国東部系統; EWITS, 2010)。送電は、風力の変動性による影響を軽減し、系統信頼度を高め、利用可能な発電資源をより効率的に利用するのに役立つ。既存の送電網を積極的に拡張するためのコストは大きいものの、調査したシナリオの年間総コストの中では比較的小さなものである(EWITS, 2010)。送電線敷設のシナリオを比較すると、送電回廊に共通する「コア」な部分が存在する。そこからは、将来変わっていくシナリオに関係なく、これらの送電回廊が有用な送電線の確固たる選択肢となることが示唆される。

各国の研究によるシステム増強コストは、これまでもグラフとしてまとめられて公表されている(Holtinen et al., 2009)。ただし、送電網への投資には、さまざまな便益がある。ボトルネックの解消に加え、システムの柔軟性と電力の安定供給を向上させると考えられる。これはすなわち、コストを風力発電に完全に割り当ててはいけないということを意味する。これまでの研究では、さまざまなニーズの間でコスト配分を試みているのはポルトガルだけであった。信頼度と柔軟性向上の便益を定量化することは難しく、その結果、TSO は提案されたシステム増強の主な便益を推定することだけに焦点を当てることとなった。欧州のシステム運用者による系統開発十ヶ年計画(TYNDP)のための複合研究は、一般的なレベルで、再生可能エネルギーや電力市場やセキュリティ上必要となる部分の電力システムを示している(Holtinen et al, 2016)。イタリアの国家開発計画 2020(Terna, 2020)に示されるように、ほとんどのラインが脱炭素化、市場の効率化、電力の安定供給という 3 つの重要な牽引役すべてに貢献している(図 25)。



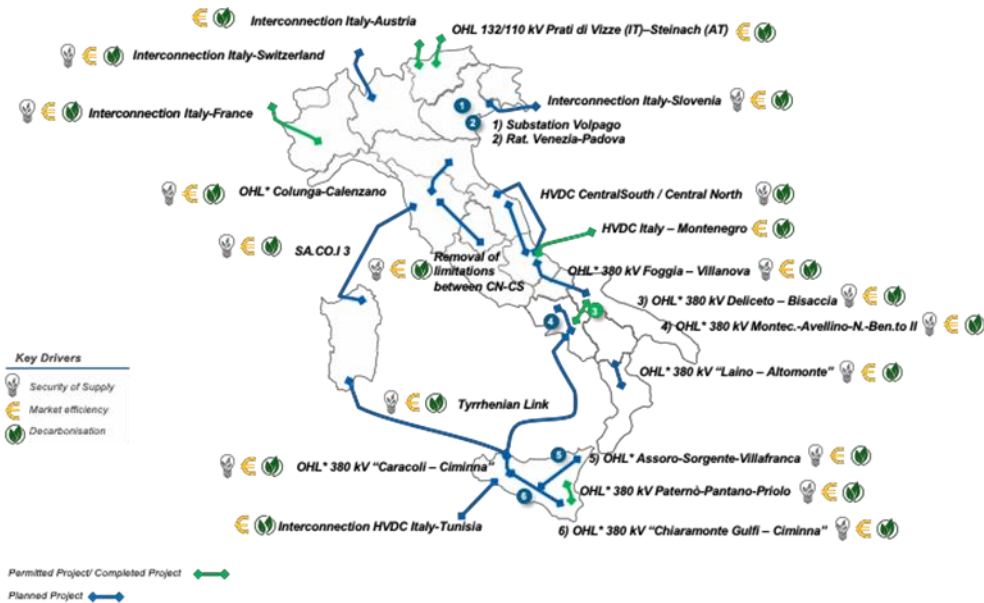


図 25 イタリアでの送電システム投資

計画(青)、認可済み(緑)。投資にとって主なドライバーは、脱炭素化、市場の効率化、電力の安定供給(OHL: 架空線)であると記されている。(出典: Terna, 2020)

### 3.1 地域送電計画

地域送電計画では、近隣の地域や電力システムに送電システムを拡大・強化することで得られる便益が示されている。地域間で発電資源と柔軟性を共有することでより多くの電力システムが構築されるが、そこにはコスト以上の明確な便益がある。これは、欧米の研究で示されているように、風力や太陽光の比率が高ければ、さらに顕著になる。

最近の米国の研究では、遠隔地にある大量の再生可能資源を同期ゾーンを越えてロードセンターまで超長距離移動させる超高压スーパーグリッドは、費用対効果が高いことも示されている(NREL, 2020)。欧州の研究プロジェクト「e-Highways」では、オーバーレイ型のマクログリッドは必要ないとされ、そこで提案された構想は、現在の欧州全域の送電網の統合を基本としている(Sanchis et al., 2015)。

電力システムの柔軟性向上など、送電の拡張・強化の便益については 6.6 節でも述べている。

#### 3.1.1 風力発電の比率が高い場合の欧州電力システムのシナリオ

欧州の送電計画は、ENTSO-Eによる地域的、欧州全域的な取り組みへと発展してきた。TYNDPは2年ごとに発行される。また、以下のすべての段階において、ステークホルダーの積極的な関与のもとで取り組みが実施される。(1)シナリオ作成、(2)電力システムのニーズの特定、(3)費用便益分析。どの段階でも、使用される方法論は時間とともに進化している。報告書、インタラクティブマップ、インタラクティブなデータツールが ENTSO-E TYNDP (2020)で公開されている。

「電力システムのニーズの特定」の段階では、ニーズを特定し、それを欧州諸国間のインフラ回廊に反映させる。その他のソリューション(電力貯蔵、需要側管理、スマートグリッドソリューション、セクター統合ソリューションなど)も可能かもしれないが、直接評価されたことはない。特定された回廊は最も高い価値を持ち、

その便益は費用よりも高いことを意味する。最も強固な拡張計画の場合、将来の需要と発電のいくつかのシナリオにおいて、電力線はより高い便益をもたらす可能性がある(図 26、ENTSO-E TYNDP、2020 年)。

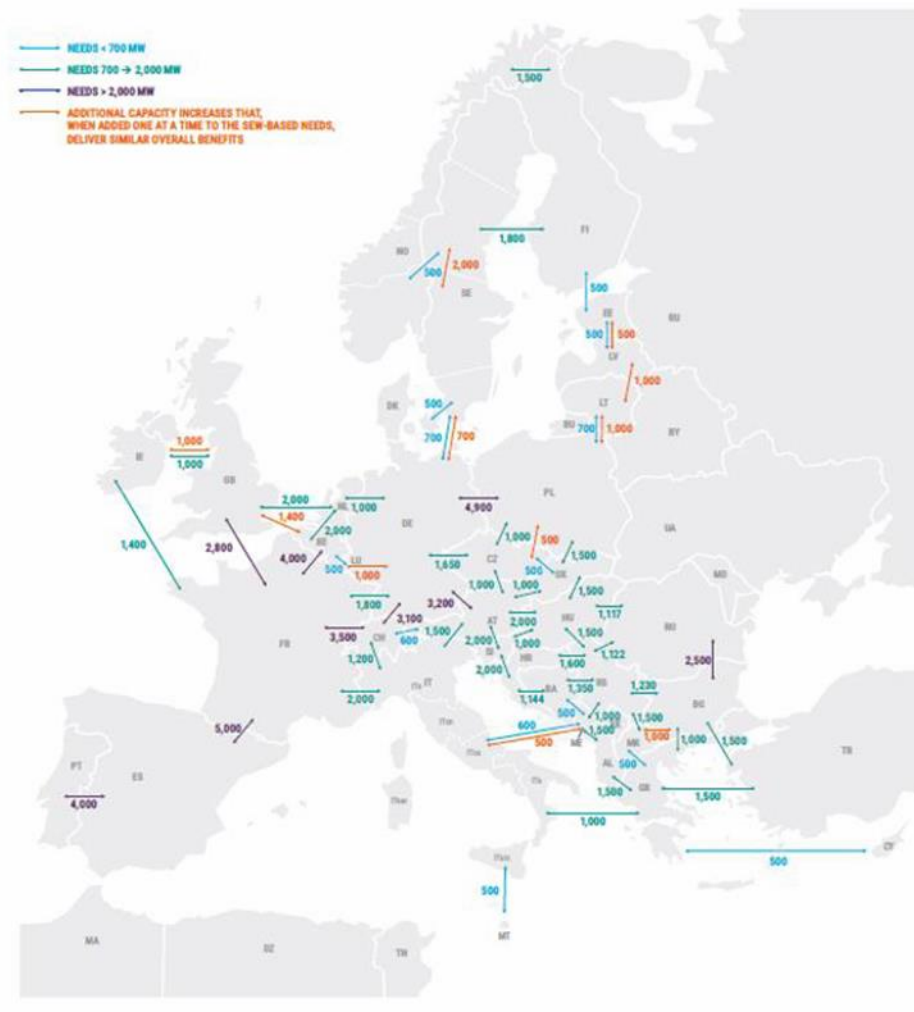


Figure 1.5 – Needs for capacity increases identified in the 2040 horizon, additional to the 2025 network (SEW-based Needs 2040) and additional network increases included in grid solutions that were only slightly more expensive than the SEW-based Needs 2040\*.

図 26 低炭素社会の実現に向けた最も強固な欧州全体の電力システム構想  
(出典: Completing the Map 2020 – Power System Needs in 2030 and 2040; EN- TSO-E, Nov 2020)

### 3.1.2 北米の地域電力システム研究

北米再生可能エネルギー統合検討(NARIS)は、送電、発電、需要の効率的な地域計画を通じて、北米の電力システムを近代化するための道筋を分析したものである。米国、カナダ、メキシコの電力システムの相互接続について、計画から運用、5 分分解能での需給調整まで検討した。再生可能エネルギーの高いシェアを実現するための、調整の取れた電力システム計画・運用、国境を越えた送電、電力システムの柔軟性、その他の戦略や技術について、評価が行われた。NARIS はこの種の研究では最大規模であったため、最先端の手法、シナリオ、データセットを開発したこと



になり、これらは将来の分析にもつながる(Brinkman et al., 2021)。

送電計画に関して主に明らかになったことは、地域および国際協力によって 2050 年まで大きなシステム便益をもたらすことができるということである。国家間の電力貿易を増加させることで、100 億～300 億ドルの純便益を電力システムにもたらすことができる。地域間送電の拡大により、最大で 1,800 億ドルの純便益を達成する。これらの値は、5 兆～8 兆ドルの総システムコスト(すべての資本と発送電システムの運用コストを含む)に占める割合は 4%未満と小さいが、送電はコストを最小化するために重要な役割を果たし、将来の系統運用に柔軟性をもたらす主要な要素の一つである(図 27)。

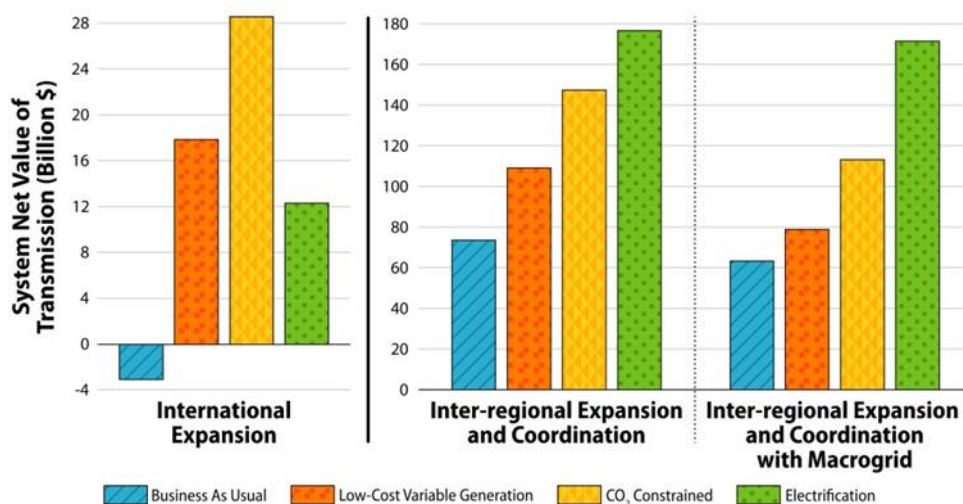


図 27 NARIS 調査の 4 つのシナリオにおける送電線拡張の大陸全体での正味価値 (出典：Brinkman et al., 2021)

NREL が米国エネルギー省のために実施した連系接続検討(NREL, 2020)では、HVDC 送電線を利用して米国東部系統と米国西部系統の間の送電を増やし、米国内の発電と送電資源の両方をコスト最適化した場合の経済価値の可能性を検討している。その結果、費用便益比は 2.9 となり、地域間の発電資源と柔軟性を共有することにより、東西システム間の送電容量を増加させることに大きな価値があることが示された。さらに、独立系システム運用者の研究では、より地域ベースの計画されたプロジェクトの便益がコストを大幅に上回ることを実証している(MTEP, 2019; SPP, 2020)。

この NREL の連系接続検討は、HVAC リンクで拡張された米国電力システムの HVDC オーバーレイを調査するための基礎となった。このアイデアは、遠隔地にある大量の再生可能資源を、同期ゾーンの継ぎ目を越えて長距離の大規模需要地まで、経済的かつ信頼度の高い方法で移動させる必要性から生まれた。既存の送電インフラはこの目的に対して不十分であり、パリ協定や米国新政権の政策目標のような意欲的な目標を達成するためには、2 倍以上の拡張が必要となることはよく理解されている。

米国のクリーンエネルギーシナリオのためのその後の送電計画には、SPP(サウスウェストパワープール)と MISO(大陸中部独立システム運用機関)の地域送電網における風力に富む地域の大規模な地域内拡張や、SPP、MISO、SERC(サウスウェスト信頼度協議会)間の地域間接続、そして MISO と SPP から PJM への強固な東西接続

が含まれている (Brown & Botterud, 2020)。エネルギーシステム統合グループ(ESIG)の白書(ESIG, 2021a)では、10年分の送電線拡張研究が文献調査されている。そこでは、最も低いコストで脱炭素化目標を支援する上で、送電網の拡張が不可欠な役割を果たすことが明らかにされている。連系接続検討のシナリオに基づき、個々のリンクが協調的な国家計画の一部として追加され、やがて大陸規模のHVDCオーバーレイ電力システムが構築される。再生可能エネルギーの優先開発区域や、国内の電力システムを統合するマクログリッド設計計画などを導入し、全国的に協調した計画プロセスを推奨している(図28)。

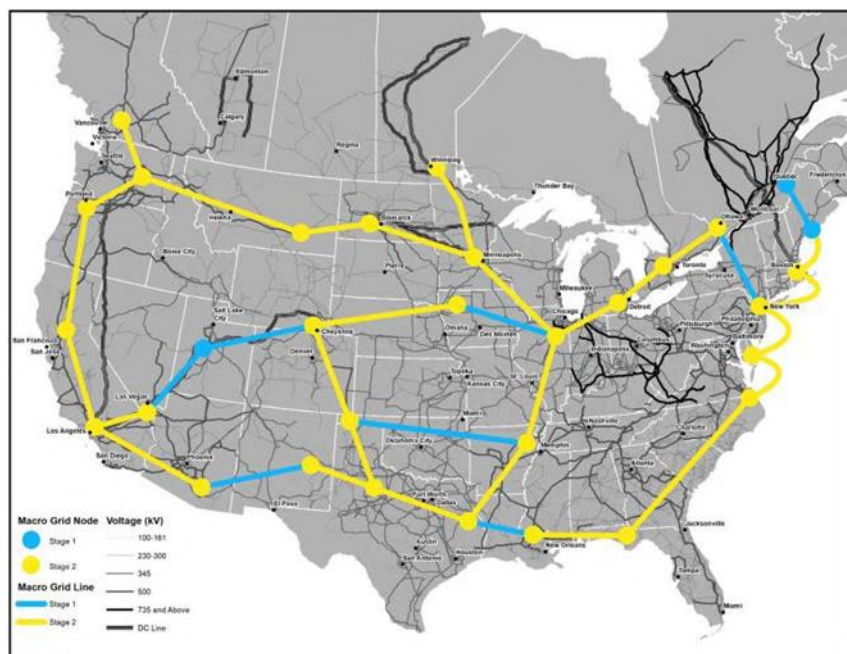


図28 米国の電力システムを統合するマクログリッドの概念図  
(出典: ESIG, 2021a)

### 3.2 国内送電計画調査

高圧レベル、中圧レベルのいずれの投資も、長期計画、コスト評価、社会的受容性に関する市民との協働において、強力かつ積極的な措置と市民参加が必要となる。アイルランドとドイツでは、透明性を高めるために、段階的なプロセスが開発されている。電力網への投資は、老朽化した電力設備の更新に部分的に統合できる。フランス、ドイツ、オランダ、デンマークでは、送電システム運用者が洋上風力発電所の接続も担当している。

フランスでは、RTE TNDP (2019)において、再生可能エネルギー源の地理的分布、電力消費、原子力施設の変化などに関するいくつかのシナリオとともに、15年間の時間スケール(2021~2035年)がカバーされている(図29、図30)。また、今後15年間に北海、英仏海峡、大西洋、地中海に合計10GW~15GWの洋上風力発電所を設置することも検討されている。変動する再生可能エネルギーの割合が高い場合、電力網の4つの部分に異なる影響が出る。

- 地域の高圧電力網は、変動する再生可能エネルギーのさらなる開発によって強い影響を受ける。フランスの RTE が運用するこれらの 63 kV、90 kV、225 kV の電力網は、ほとんどの需要を供給するためにこれまで建設されてきた。近年は中小規模の太陽光発電や陸上風力発電を連系するために適応措置が取られてきた。この電力網には、2030 年まで主な系統投資が行われる。
- 超高圧電力網(400 kV 幹線)は、大規模電源、連系システム、主要な大規模需要地を結び、国土に分散する変動性再生可能エネルギー電源の需給バランスを取るのに役立っている。これらの電力ラインの容量は、電源、大規模需要地、連系システムの現在の地点に合わせて最適化されている。しかし、再生可能エネルギー電源に最適な場所は、たとえ分散型発電であっても、大規模需要地に近い地点にあることはほとんどない。再生可能エネルギー電源の展開(および従来型電源の廃止)は、電力システム全体の送電電力量を増加させ、400 kV インフラの拡張を必要とすることが予想される。フランスの 400 kV 網では、弱い回廊がいくつか確認されているが、投資ニーズは 2030 年以降に多く見られる。
- 連系システムは、欧州の発電、需要、柔軟性の組み合わせを最適化すると同時に、供給の安全性を向上させることができる。また連システムは、欧州規模では、変動性再生可能エネルギー電源の需給バランスを取るのにも役立つ。連システムの必要性は、欧州各国の発電、需要、柔軟性の組み合わせの進化によって変わる。
- オフショアグリッドは、変動性の高い再生可能エネルギー電源による発電ミックスで重要な役割を果たす洋上設備の接続に必要なだけでなく、陸上の架空送電線の社会的受容性が低い場合には、本土諸国間であっても連系を実現するために必要である。

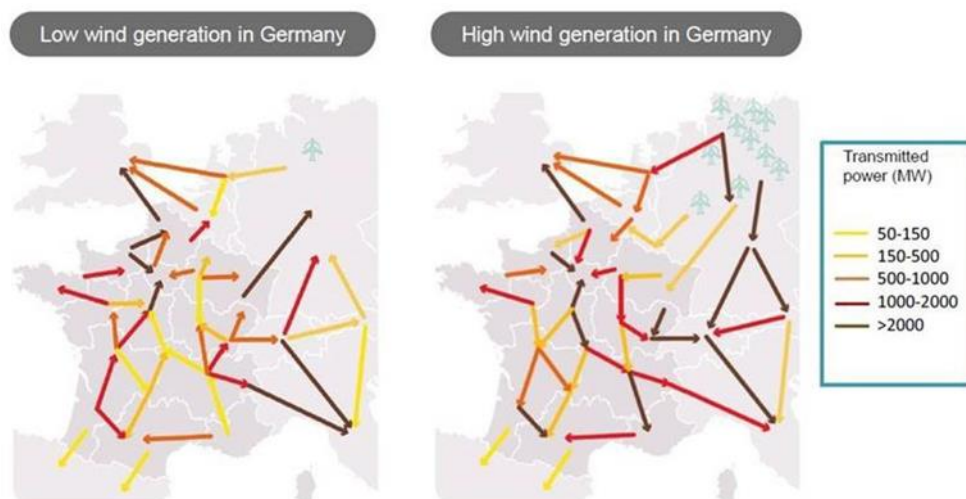


図 29 ドイツの風力発電がフランスの送電網に与える影響  
(出典: IEA-RTE, 2021)



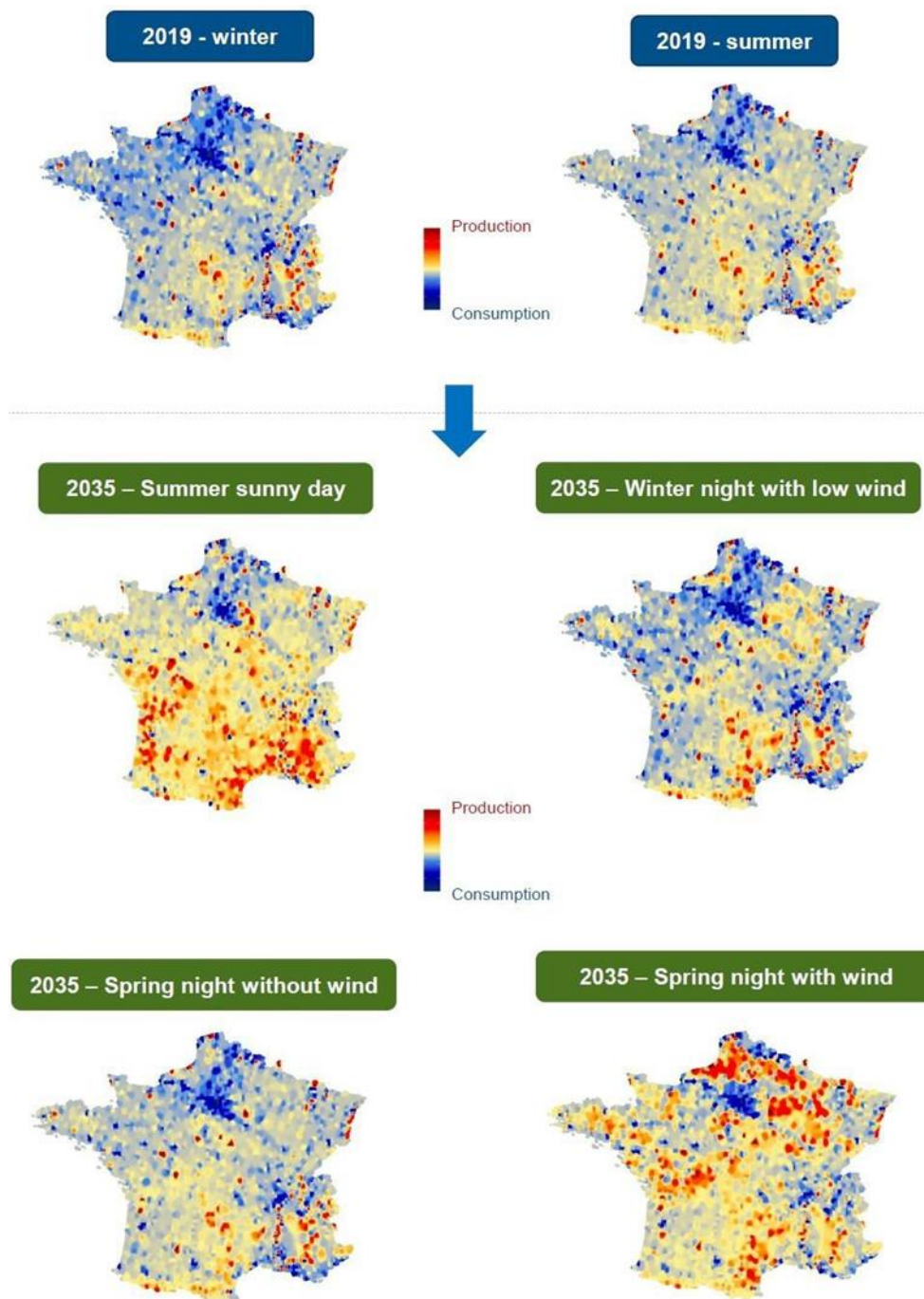


図 30 出力と負荷の典型的な分散(2019 年と 2035 年)

注意：フランスの複数年エネルギー計画に基づく 2035 年シナリオ(出典：IEA-RTE, 2021)

2030 年以降、再生可能エネルギーの開発が進むにつれて、送電設備への投資ニーズは、1970 年代から 1990 年代にかけての原子力発電所の開発時に経験したような規模になる可能性があり、過去 10 年間の推定よりもさらに組織だったものになり、さらに高まると考えられる(図 31)。この期間の投資ニーズは、地域、超高圧、連系システム、洋上など、電力網の種類を問わず増加することが予想される。2035 年か

ら 2050 年にかけては、超高圧電力網とオフショアグリッド、そしておそらく連系システムが、2020 年から 2035 年の間よりも大きな投資シェアを占めることが望ましい。

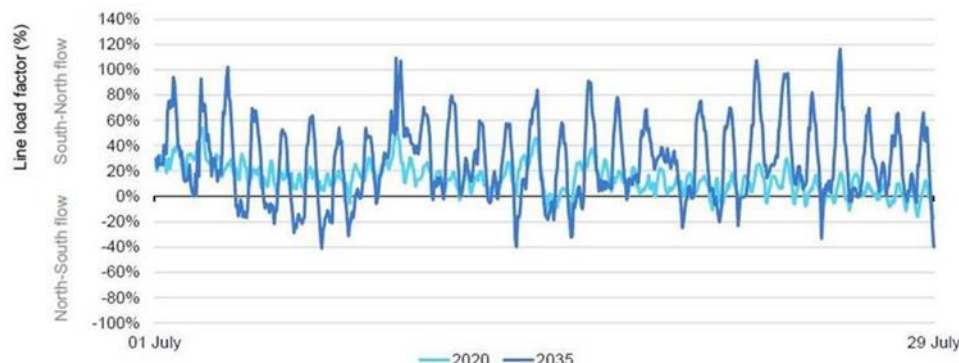


図 31 フランスの送電システムの南北方向の流れに予想される進化

現在および 2035 年。(出典：IEA-RTE, 2021)

アイルランド島では、需要の増加(大規模データセンターを含む)、大量の火力発電の廃止、再生可能エネルギー電源の増加という点で、大きな変化のある 10 年になる(EirGrid & SONI, 2019)。

- アイルランド島全体の再生可能エネルギー発電容量は、2020 年の約 6 GW から、考慮する将来シナリオに応じて 9 GW~12GW に増加すると予想されている。多くの場合、これは送電・配電電圧レベルで接続されたリパワリングプロジェクトに支えられた新しい陸上風力発電の形を取るようになるが、アイリッシュ海の洋上風力発電や、系統規模や小規模の太陽光発電(現在、北アイルランドで最も顕著に見られる)の形態もある。
- 陸上風力発電の多くは西側に接続されるため、北西部、西部、南西部の電力網補強が必要となる。
- 短絡レベルやその他の検討では、北アイルランド東部とダブリン北部には、(エネルギー使用量の多い場所に合わせて)とりわけすぐれた新規の発電機会があることが示されている。
- 変動性再生可能エネルギー(VRE)の輸出入機会の拡大と、外部電力市場への参入のため、イギリスとのさらなる HVDC 連系線(500MW)と、フランスへの 700 MW HVDC プロジェクトが計画されている。
- アイルランドと北アイルランドを結ぶ 2 番目の交流(400kV)架空送電線の南北連系が今後 5 年間に計画されており、これは島全土の安定供給と出力のアデカシーを改善するために不可欠な要素であると見られている。この特別なプロジェクトは、計画の遅れや裁判に何度も直面し、地下ケーブルを含むさまざまなオプションが提案・検討された。

ドイツでは、電力システム拡張の必要性について幅広いコンセンサスが得られている。新しいルートの新規建設と正確な位置決めは、多くの人が参加する 5 段階の過程を経て行われることになる([www.netzausbau.de](http://www.netzausbau.de))。

- 規制当局であるドイツ連邦ネットワーク庁が、シナリオの枠組み、その結果としての電力網開発計画、環境アセスメント(ステークホルダーが繰り返し参加する)を承認することになる。
- 州政府は、その連邦州内の電力網プロジェクトのための立法手続きを開始する。
- 計画されている超高圧ケーブルが国や連邦の境界を越える場合、連邦ネットワーク庁は、戦略的環境アセスメントを含む連邦部門計画において、TSO が提案する回廊を決定する。TSO は、各回廊についていくつかの代替ルートを検討する必要がある。その提案は公開で議論され、環境適合性が評価される。最終的には、人や環境への影響が最も少ないルートで計画認可の判断が下される。

ドイツの TSO が実行する 2019 年から 2030 年の電力システム延長計画では、2030 年までに約 10,150 km を整備する必要がある、そのうち 3300 km が直流の新設、500 km が交流の新設、300 km が直流の連系、5,750 km が交流のシステム増強、300 km が交流/直流変換である。現在、10,150 km のうち 7,850 km がすでに承認されており、連邦要求計画の素案として機能している(Bundesnetzagentur, 2019)。

### 3.3 オフショアグリッドのインフラ

欧州連合の洋上戦略(EC, 2020)では、2050 年までに合計 300 GW の洋上風力発電が接続されると予測されており(英国の設備を除く)、その中で最も高い割合を占めるのは北海などの海域であると期待されている。洋上風力発電の配置は、古典的な放射状の洋上接続や一对一の連系から始まったが、洋上ハイブリッドプロジェクトでは、多数の個別の洋上風力発電所を組み合わせるメッシュ状の構造を形成する可能性もある。これにより、各国間の相互接続性を高めることができると考えられる。

欧州の研究プロジェクト PROMOTioN(メッシュ状 HVDC 洋上送電網の進展、2016～2020 年)では、最も可能性の高いトポロジーとして少数の大型洋上ハブが提示された。経済・規制の枠組みに関連する提言としては、洋上風力発電の拠点に個別の価格帯を設けることなどがある(PROMOTioN, 2020)。

同様の検討は、バルト海についても存在する(EC/COWI, 2019)。

オフショアグリッドは、特に電力システム接続を含む場合に、洋上風力発電のコストの大きな割合を占める。洋上風力発電の均等化発電原価(LCOE)を低減するために、電力網設計の最適化は研究開発の新たな分野であり、これにより洋上風力発電のさらなる発展と陸上システムへの経済的な接続と連系が促進される(Pérez-Rúa et al., 2020)。洋上風力発電の接続技術に焦点を当てた送電拡張最適化のデータ基盤を見直し、改良版の入力コストデータセットを作成するために、HVDC コストの入力データが処理された(Vrana & Härtel, 2018)。技術的な HVDC 送電リンクの制約に対処している(Vrana, 2016)。また、この文脈で海底ケーブル式 AC 送電の長距離性能も検討されている(Vrana & Mo 2016; Gustavsen & Mo 2017)。

HVDC 技術は、洋上の電力システムよりも費用対効果と信頼度を高め、陸上の電力システムを支援できるものにするために、さらに開発が進められている。EU プロジェクト PROMOTioN(2016～2020 年)では、HVDC システムに関連する必要な保護技術や障害除去技術の運用経験を積む上で欠かせない 2 つの技術、すなわち HVDC システム保護システムと HVDC 遮断器が実証された(PROMOTioN, 2020)。EU プロジェクト BestPaths(2014～2018 年)では、電圧源コンバータ(VSC)による HVDC コンバータなどの電気部品の相互運用性の問題に取り組み、TSO が標準化団体内で

電力供給者と議論するための素案を示されている(BEST PATHS D9.3, 2018)。

### 3.3.1 オフショアグリッドを用いた電力システム計画の研究

欧州送電システム運用者ネットワーク(ENTSO-E)の10ヵ年電力網開発計画(TYNDP):現在、ACとDCの両者の技術を用いたさまざまな設計が計画研究に使われている。

- 一対一の連系
- ラジアル型洋上風力発電の接続(単一またはハブ経由)
- ハイブリッドプロジェクト(洋上風力発電の接続と連系の組み合わせ)
- 連系を組み合わせたマルチターミナル洋上プラットフォーム

モジュール式で段階的なオフショアグリッドの開発が想定されており、技術的・経済的なパラメーターを評価しながらケースバイケースで選択していくことになる。連系と風力発電の接続に必要なスケジュールと技術が(DCまたはACの電圧レベルで)一致する場合、コンパクトなハイブリッド型洋上設計を想定することができる。どの選択肢を取るかは、政治レベルで決定される。

欧州のフォローアップ計画TYNDP2018とTYNDP2020では、2030年までに予定されている北海などの海域を横断する個々のプロジェクトをまとめ、一つの大きなプロジェクトであるかのように分析した。これらの分析により、便益がコストを上回ることが示された。しかし、適用された方法は最適化された電源接続に焦点を当てていないため、洋上ハイブリッドプロジェクトはニーズの特定作業において特定されていない(ENTSO-E TYNDP, 2020)。これは、ENTSO-Sの今後のTYNDPに発展することが期待されている。

北海沿岸諸国オフショアグリッド構想(NSCOGI):関連する加盟国、欧州委員会、電力会社が協力し、洋上発電の統合とインフラへの関連する影響が分析された(NSCOGI, 2012)。洋上システムに対する主な結論は、メッシュ型オフショアグリッドの便益を得るためには、洋上風力発電所の数を非常に多くする必要があるというものであった。

国別目標は後年さらに減少したが、2020年に発表されたEUの目標は再び高い洋上インフラ整備を示しており、NSCOGIの調査による過去の結果は、一部の要素の場所や実現年が変わったとしても、有効であると考えられる。

北海エネルギー協定(NSEC):このNSCOGIのフォローアップ組織では、計画中の洋上風力発電所とインフラの近隣をベースとした、潜在的なハイブリッドプロジェクトクラスターが特定されている(Kern et al., 2019)。さらに20のクラスター候補を調査した結果、2030年までに実現可能な5~6件のプロジェクトがリストアップされた。その実現のためには、関係するすべての国のステークホルダーの協力が不可欠である。NSECの目標は、このような欧州の気候変動目標の実現に役立つと考えられるプロジェクトに道を開くことである。

北海オフショアネットワーク(NSON-DK):デンマークのこの研究プロジェクト([www.nson-dk-project.dk](http://www.nson-dk-project.dk), 2016~2020年)では、将来のオフショアグリッド開発がデンマークの電力システムにどのような影響を与えるかが研究された。洋上風力発電所と北海の送電インフラを統合したメッシュ型電力システムのシナリオは、国家間および洋上風力発電所から陸上風力発電所への放射状接続のみのシナリオと比べて、システムコストが低い(Gea-Bermúdez et al., 2020)。メッシュ型電力システムシナリオでは、陸上の風力や太陽光発電に比べて洋上風力がわずかに有利に働くが、風力と

太陽光発電の組み合わせは、すべてのシナリオにおいて欧州規模で有益であることがわかっている(Koivisto et al., 2020b)。2050年の平均電力価格は、より低く、より不安定になると予想されるが、放射状システムシナリオとメッシュ型システムシナリオとは価格変動に有意な差は見られなかった。メッシュ型電力システムシナリオでは、エネルギー島ソリューションの実現可能性を示した。

セクターカップリングにより、グリーン転換における洋上風力の重要性はさらに高まると予想される(Koivisto et al., 2020c)。システム需給調整、アデカシー、政策、規制の側面に関する主な結論と提言は、NSON-DK (2020)に示されている。北欧の電力網におけるリアルタイムの需給の不均衡に関しては、メッシュ型電力システムシナリオの方が放射状シナリオよりも低い数値を示している。デンマークのアデカシーの結果は、放射状シナリオとメッシュ型シナリオで非常に似ている。定量的な分析により、異なる北海の国々をつなぐ統合的なオフショアソリューションが、全体として正味の社会的便益を生み出すことが確認されている。しかし、その便益とコストは各国間で均等に分配されるわけではない。公平な分配を実現し、すべての国で相互接続された洋上ハブを実現するための十分なインセンティブを得るためには、費用便益の分配メカニズムが必要となる。洋上入札区域を別に設けることで、より効率的な電力システムを実現できる。

**北海洋上電力網(NSON-NO):** ノルウェーのこの研究プロジェクトでは、洋上での電力貯蔵を含む技術のレビューとギャップ分析が発表された(Vrana & Torres Olguin 2015)。DC システムのためのパワーエレクトロニクス技術について詳しく文献調査されている(Adam et al., 2019)。2015年の報告のフォローアップとして、北海地域をケーススタディとした多国間送電拡張計画のための最適化とシミュレーションの方式により、以下の点が判明している。(1)送電拡張計画モデルにおいて運用状況の変動を捉えるためには入力データの高レベルの分解能が必要であること、(2)長期不確実性とその情報価値をヘッジとタイミングの観点から考慮するためにシナリオを活用すべきこと、(3)オフショアグリッド計画において従来の送電拡張計画最適化ツールと協調ゲーム理論やシステム工学の手法との組み合わせによって、さらに大きな利益が得られること。市場統合や再生可能エネルギー研究・柔軟性アセットの活用を考慮した電力システム計画内での協力をインセンティブを与えるため、多国間費用便益配分制度の枠組みが提案されている(Kristiansen, 2019)。

### 3.3.2 エネルギーアイランド

北海風力ハブ(NSWPH)は、系統システム運用者である TenneT TSO B.V.(オランダ)、Energinet(デンマーク)、TenneT TSO GmbH(ドイツ)が共同で立ち上げた取り組みである。人工島を建設することで、海上プラットフォームに関するコスト削減の可能性が想定され、分野横断的な設備も統合される可能性がある。近隣にある大量の洋上風力を交流方式でこれらの島に接続し、島から複数の HVDC で北海周辺諸国へ接続する。このコンセプトには、以下の利点がある。

- 風力発電所の接続と地域連携システムの組み合わせにより、インフラの相乗効果を可能にする。
- 従来は高価だった洋上設備(洋上 HVDC プラットフォームなど)を陸上で建設できるようになる。
- 洋上風力発電所の物流、組立センター、作業員の島内配置に関する利点。



このコンセプトを図 32 に示す。



図 32 北海風力発電ハブの概念とエネルギーアイランドの概念(左)、地域間相互接続を増やしたオプション(右)。

1つの島の面積は  $6 \text{ km}^2$  で、最大3つの島が交流線で結ばれ、約  $30 \text{ GW}$  の洋上風力発電を可能にする構想である。島々は、それぞれ  $2 \text{ GW}$  規模の15本のHVDCリンクで相互に接続される。これらの島々には、全体で  $70 \text{ GW}$  から  $100 \text{ GW}$ 、下部構造が約  $4.4 \text{ km}^2$  の面積をカバーすることになると考えると、面積にして  $1.1 \text{ 万 km}^2$  から  $2 \text{ 万 km}^2$  の洋上風力発電が接続される可能性がある。このような規模のプロジェクトを実施するためには、インフラが環境に与える影響についてかなりの調査が必要になると考えられる。このアイデアを見積もったところ、現在の近海のAC接続型洋上風力発電と比較して、洋上風力のLCOEを7%削減できると試算されている。技術的な課題、適切な市場設計、必要な規制の枠組み、必要な柔軟性、コンセプトに関連するコスト削減の可能性については、現在も分析中である。

デンマーク政府は2030年までに、北海に  $3 \text{ GW}$  の洋上風力、バルト海に現在のピーク負荷の75%に相当する  $2 \text{ GW}$  の洋上風力を接続した2つのエネルギー島を構築する方針である。これらの島では、例えばP2G(ガスから電力網への転換)ソリューションの適用など、セクターカップリングを行う可能性がある。北海に浮かぶ島は人工島となり、後に  $10 \text{ GW}$  の洋上風力を接続できるように拡張され、近隣諸国と接続される予定である。

### 3.4 送電線への風力設備容量の過剰設置

容量の最適化によって、TSOとの接続契約で定められた以上の風力発電容量を現地に設置する、いわゆる過剰設置になる可能性がある。技術的には簡単な概念だが(図33)、過剰設置の価値は、主に規制体制によって決まる。英国の洋上風力発電所は、過剰設置で便益が出ることが示されている(Wolter et al., 2016)。

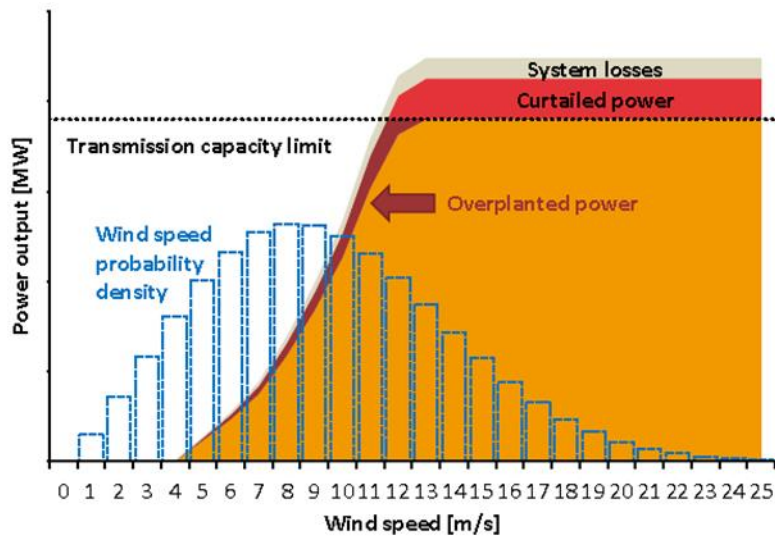


図 33 過剰設置の概念図 (出典: Wolter et al., 2016)

過剰設置の概念は、過剰容量と呼ばれることもあり、ポルトガルでは2007年から風力発電所に適用されてきた。これにより、当初の系統接続許可量の最大120%の風力発電容量の設置が認められている。2019年には、この過剰設置方式が、風力の代わりに太陽光発電を追加するなど、一次エネルギー源を複数追加したり、いわゆるハイブリッド発電所内にエネルギー貯蔵設備を設置する可能性にも拡大された。これにより、地域の補完的な資源の活用が可能となり、電力インフラの負荷率を高めることができると考えられる(DL-76/2019, Diario da Republica. Presidência do Conselho de Ministros, Lisboa, pp. 2792–2865, 2019)。

## 4. 長期的供給信頼度と電力の安定供給の確保

風力発電は新たな容量を提供し、電力システムの信頼度を向上させることになる。しかし新たな容量の便益は、ピーク負荷時にどの程度の風力資源を利用できるかに大きく依存する。多くの国では、導入の黎明期にはこれは重要な問題ではないが、すでに従来型電源の中には経済性が損なわれるほど運用時間が減少しているため、市場から撤退するものも出ている。ここから電力システムの資源アデカシー(または発電アデカシー)という問題が生じることになる。

資源(発電)アデカシーを評価するためには、風力発電の容量クレジットを評価する必要がある。容量価値は、風力の出力が既存の風力と相関がない地域を新たに追加しない限り、減少する傾向にある。風力発電はその容量価値で戦略的予備力の大きさに影響を与えるはずだが、これまでのところ容量支払いや戦略的・計画的予備力を評価する際、多くの国で風力は考慮されていない。アデカシー分析に調査対象地域と隣接地域の両者の風力発電設備容量を反映させる(実現可能な輸入の可能性を考慮する)ことが推奨されている。風力発電には、他の電源と同様に、アデカシーへの貢献度に応じて対価を得ることができる(Söder et al.2020)。

風力や太陽光が主流となる将来のシステムにおいて、発電容量(資源)のアデカシーを検討するためには、現在のツールでは把握できない需要や電力貯蔵の柔軟性を考慮した新しい指標と方法が必要である。マルチエリア方式で電力システム全体の資源アデカシーを考慮することは重要である。将来増加すると考えられる異常気象を把握するためには、より多くの気象年のデータが分析に必要である。

将来のエネルギーオンリー市場からの収益が十分にあるかどうかは、関連事項として関心が持たれており、第6章で議論する。

### 4.1 風力発電の容量価値の推定

風力発電の容量価値は、さまざまな状況下での電力システムのアデカシー、すなわち容量不足のリスクを推定することに基づいている。容量価値の計算では、電力不足確率(LOLP)に基づく実効負荷容量を用いることが推奨されており(Holtinen et al., 2012)、統計的な指標やリスク分析に基づいた分析が行われている。風力、太陽光、需要に関する変動性や不確実性のため、天候に依存するデータ間の空間的・時間的相関を網羅することが重要である。

さまざまな研究による風力発電の容量価値のまとめは、Holtinen et al.(2016)に記載されている。電力システム内の風力発電の容量価値は、最初の数パーセントであれば、その設備利用率(平均出力)に近い値となる。負荷がピークになる時間帯の設備利用率が、平均出力より高いまたは低い場合、容量価値に反映されることになる。これは特に、洋上風力と陸上風力の容量価値を比較した米国の研究で見られている。洋上風力の容量価値が著しく大きいのは、設備利用率が高く、電力システムのニーズとの相関が強いためである。

2020年の米国西部において、陸上8.4%洋上0%の風力発電のシェアに対して限界容量を追加しながら、陸上と洋上の両者の風力発電の設備価値が広範囲に定量化された(Jorgenson et al, 2021)。この分析では、NRELの確率的資源アデカシーツールである「確率的供給力アデカシーセット」(PRAS)を活用し、7年分のシステム負荷、風力、太陽光のプロファイルを用いて、年ごと、地域ごとに風力発電の容量価値を算出した。風力発電の平均容量価値は、陸上風車が16%、洋上風車が41%で、地域差が大きい。風力発電の平均容量価値は、設備利用率の上位25%に入るサイトのみ

を考慮すると、陸上で 20%、洋上で 53%に増加する。

風力発電を電力システムに追加すると、容量価値が減少することになる。電力システムの面積が小さいほど、風力発電のシェアが高い場合の容量価値の減少が速くなる(Holttinen et al, 2016)。

#### 4.1.1 容量価値推定に必要な複数年分のデータセット

複数年のデータセットは、1～5 年の評価と比べて、容量価値の結果のロバスト性を大幅に向上させる。これは、風力資源の経年変動性によるものである。アイルランドでは、風力の容量価値について確かな結果を得るには 8 年間が必要であると考えられている(Hasche et al., 2011)。風力発電の容量価値について確かな結果を得るために、10年以上のデータが必要なシステムもある(図 34 のフィンランドの例参照)。フランスでは、フランス電力庁が、55 気象年の時刻同期された需要、水力、風力、PV の 1 時間ごとの解像度(実データ)と発電稼働率のシナリオ(停電シミュレーションによる)を組み合わせて 1 年を考察している。これにより、さまざまな気候条件と発電所停止を表す 165 年間のシミュレーションが行われる(EU-SysFlex D2.5, 2020)。

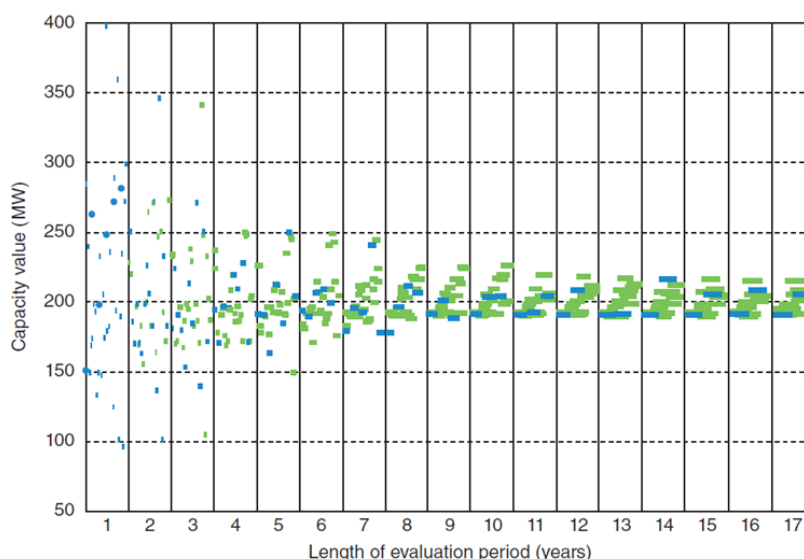


図 34 さまざまな評価年数を用いたフィンランドの風力発電の容量価値

このデータは、NASA(アメリカ航空宇宙局)の MERRA の 35 年分のデータをもとにしている。青マーカーは独立した時系列、緑マーカーは他の時系列の一部と重複していることを意味する。(出典 : Milligan et al., 2017)

## 4.2 風力発電を含む電力システムにおける資源アデカシーの評価

資源アデカシーの評価や、電力の安定供給のために必要な計画的限界予備力の評価を行う場合、面積が広いかどうかで違いが生じる。例えば、米国の SPP に対して(より大きな集合化エリアとの相互接続を含めて)計算された計画的限界予備力の要件は、1998 年以前は 17%以上であったが(EWITS, 2010)、2016 年には 13.6%に減少し、さらに 2017 年には 12%に再減少している(Nickell, 2017)。風力や太陽光のシェアが高まれば、その便益はさらに大きくなると考えられる。

極値的事象を把握することも重要であり、ここでは空間的、時間的、モード間(すなわち需要、風力、太陽光の間)のハザード相関を利用することが重要であり、より長い時系列のデータを網羅することが確実な結果を得る上で欠かせない。フランスでは、送電システム運用者の RTE が、欧州の 200 通りの気象シナリオ(地上高 100 m の風、同 2 m の気温、全天日射量、雲量)を 50 km の分解能で使用し、地域や国ごとの風力出力と太陽光出力を決定している。

風力や太陽光が支配的な将来の電力システムに対して、現在の資源アデカシーツールのままでは、電力の安定供給のためにピーク電源の増設を推奨することに終始することになる。電力貯蔵や需要の柔軟性をツールに含めるところから始めるなど、新しい方法や指標が必要である。

#### 4.2.1 極値的事象の把握

米国では、2007 年から 2013 年まで、ハリケーン、冬期の嵐、熱波・寒波などの異常気象が、風力・太陽光資源の利用率上昇に与える影響が評価された。また、大きな影響を及ぼす気象事象の発生時の系統運用を評価するため、生産コストモデリングを用いて事象の一部が調査された。確実な結論を得るには、より多くの事象を調査する必要があると考えられる。しかし、限られたデータセットから得られたいくつかの観察によると、穏やかな気象事象では、風力と太陽光の資源が少ない期間が長くなる可能性がある。したがって、計画立案者にとって穏やかな気象事象は注視すべきものである。寒波の場合、風速が小康状態にある空間的・時間的範囲に不確実性があるため、最初の寒冷前線の後の数日間でエネルギーアデカシーのリスクが最大となる。熱波時には、太陽光発電の容量によって系統運用が変わるが、特に日没後に風力が総発電電力量に貢献する度合いもシステムストレスのレベルに影響を及ぼすことになる。熱帯低気圧が再生可能資源に与える影響は局地的であることが多く、発電、送電、配電インフラへの直接的な被害と比べれば影響は小さい。風力と太陽光の資源が資源アデカシーに貢献するには、これらの特性と多様性を大小の地理的スケールで理解することが鍵となる(Novacheck et al., 2021)。

英国では、英国の気象・気候関連の感応度や再生可能性の高いエネルギーシステムに伴うリスクを理解するため、関連する研究の主要な知見が、Dawkins(2019)によってまとめられている。この結果は、米国で報告されたものと同様で、気温によって変化するエネルギー需要や、風速によって変化する再生可能エネルギー電力供給の極値的な大きさや変動が、エネルギーシステムに極度のストレスをもたらすことを示唆している。風による悪天候状況には、冬季のピーク時残余需要(需要から再生可能エネルギーによる供給分を差し引いたもの)、冬季の風力発電の出力変化(短時間での大きな出力変動)、夏季の風力不足などがある。極値的事象に対処するためには、エネルギー貯蔵や安定した(天候に左右されない)発電容量に加えて需要の柔軟性など、十分なバックアップ容量が必要となると考えられる。これには、熱、電気、ガス、水素などあらゆる種類のエネルギー貯蔵が含まれ、長期的なエネルギー貯蔵のためのいくつかの代替選択肢もある。

#### 4.2.2 マルチエリア方式

調査対象地域のアデカシーを評価する際、隣接地域からの電力を輸入する可能性は、それが実際の供給不足の事態になれば通常は可能だとしても、不測の停電を検討しない限りは考慮しないことが多い。風力発電の導入量が増えれば、地域間の送電を増やすことがますます有益になる。アデカシーの計算にこの電力の輸入の価値



を考慮することは、方法論の進化が続く研究分野の一つとなっている。

スウェーデンでは、マルチエリアシステムにおける電力システム信頼度の評価手法が開発され、各エリアの相関風力を考慮した北欧の電力システムに適用されている。電力の輸入の可能性を考慮した場合や、近隣エリアから対象エリアへの送電を制限した場合に対して、エリアごとの LOLP が推計されている。これは、マルチエリア電力システムのアデカシーを推定することを意味する(Tomasson & Söder, 2017; Tomasson & Söder, 2018)。またこのことは、隣接エリアのアデカシーを高める可能性も考慮すると、あるエリアの風力発電によって若干高い容量価値を得られることを意味している(Crosara et al.2019)。3つの将来シナリオ(2020年、2025年、2030年)のシミュレーションでは、最も脆弱な地域(フィンランドとスウェーデン南部)が今後数年で原子力発電所の廃炉に直面する地域でもあることを指摘されているが、シナリオで考慮した連系線と風力発電への投資が、現在の信頼度レベルを維持するには十分ではないことを浮き彫りにしている。今日の信頼度レベルが必要であると考えられる場合、可能な解決策は、より柔軟な需要、より高い発電能力、および/または連系線の増強である(Terrier, 2017)。

ENTSO-E は毎年、中期アデカシー予測(MAF)報告書を発表している(<https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/>)。今後 10 年間の電力システムのアデカシーを欧州全域にわたって評価するものである。これは、電力供給に悪影響を及ぼす可能性のある事象をモデル化し、分析することを目的とした確率論的分析に基づいている。その結果、最新のモンテカルロ・シミュレーション手法を用いて得られた、地域ごとの不足電力期待値(LOLE)の最小値と最大値が示された。発電・送電資源の利用可能性は、確率的に評価されている。ランダムに起きる停電は、容量資源や送電線の利用可能率によって異なることを表しており、事前に予測できない故障が発生し、資源アデカシーに大きな影響を与える可能性があることを示している。モンテカルロサンプル年は、以下のように、気象依存変数とランダム停電とを組み合わせる。(1) まず、気象年を一つずつ選択する。(2) 各気象年は、ランダム停電サンプル、すなわち、火力発電ユニットおよび連系システムについてランダムに割り当てられた計画外停電パターンと関連付ける。(3) 気象年とランダムな計画外停電パターンの組み合わせで、分析したモンテカルロサンプル年を定義する。モンテカルロサンプル年の数は、結果の収束を保証するものとする。直接的・間接的なデマンドレスポンスは、モデルゾーンにおける最良の予測に基づく需要の削減、延期、シフトの可能性に関するデータとともに、評価において考慮される(EU, 2019)。2020年版では、2012年から2016年までの過去のデータを組み合わせて目標年2025年と2030年のすべての需要プロファイルを導き出し、1982年から2016年までの気象年に基づいて予測した(MAF, 2020)。

ENTSO-Eでは、より短い1週間前の評価にも資源アデカシーツールを用いられている。ある国で電力量が不足した場合、他国からの援助が得られるかどうかは、電力量やその電力量を必要とする国への送電網の容量の全体的な利用可能率に依存する。集中型地域セキュリティ協調機関である CORESO は、欧州西部の TSO に調整サービスを提供し、短期のアデカシー評価サービスを実施している。ENTSO-Eで合意された手法に基づき、短期・中期的な有効電力のアデカシーを地域ごとに診断する。このアデカシー評価は、地域のアデカシーインプット、VRE と負荷の予測シナリオ、国境を越えた取引の系統容量を比較して行われるものでなければならない。この診断には、国境を越えた取引を最適化するための是正措置や、協調された需給調整エリア内の需給調整サービス事業者に対する稼働状況の変更要求などの勧告を含めることができる。

### 4.2.3 新たな指標と方法

通常の発電や固定された負荷に基づく従来型の資源アデカシー手法や指標は、風力、太陽光、蓄電池エネルギー貯蔵、柔軟な需要からなる発電構成の変化に対して、もはや適切なものとはいえない。需要側の参加が増え、資源の柔軟性が増す中、社会のニーズを適切に反映するために、アデカシーの指標を更新する必要がある。例えば、最も一般的な指標(例えば、停電時間確率 LOLP)は、社会的な要求に対して恣意的に採用する。データと方法は、より多くの運用を考慮したものに進化しており、その結果得られる測定基準は、潜在的な負荷損失事象の規模、期間、頻度、タイミングを把握すべきであるという合意形成がされつつある。容量の制約ではなく電力量の制約がより支配的になれば、不足電力量期待値(EUE)のような指標がより意味を持つ可能性がある(ESIG, 2019)。

LOLP と EUE の指標は、全体的に柔軟性の乏しい需要、つまり「必ず」サービスを提供しなければならない需要が一部に存在する場合に意味を持つ。十分な柔軟性あるいは応答性のある需要があれば、従来のアデカシー問題は後退し、コスト最小化問題に取って代わられる。そこでは、投資コストは、需要を削減あるいはシフトすることで消費者に補償する期待コストとバランスが取られる。従来の方法は、システムを適切に維持するために追加する必要があるピーク電源(ガスタービンなど)の量を定量的に把握することを目的としている。風力や太陽光のシェアが高い場合、この従来の方法は、需要の柔軟性や電力貯蔵の強化、近隣エリアからの電力輸入を考慮する場合と比較して、コストの高い電力システムとなる(ESIG, 2019)。

アデカシー計算方法は、従来、再生可能エネルギー100%への移行を可能にする重要な要素である送電、配電システムに組み込まれた発電、電力貯蔵、需要参加、セクターカップリングの影響を適切に表現できなかった。そのため、アデカシー計算方法の適応と強化が必要である。ESIG プロジェクト「資源アデカシーの再定義」(ESIG, 2021b)により、現代の電力システムに対する一連の新しい指針が策定された。

- 原則 1：設備容量不足の規模、頻度、期間、タイミングを定量的に把握することは、適切な資源ソリューションを見つける上で非常に重要である。
- 原則 2：時系列の運用は、多くの気象年にわたってモデル化する必要がある。
- 原則 3：完全な容量というものはない。
- 原則 4：負荷の参加は、資源アデカシーの構成を根本的に変えるものである。
- 原則 5：近隣の電力システムと送電は、容量資源としてモデル化されることが望ましい。
- 原則 6：信頼度基準は透明で経済的であることが望ましい。

さらに、再生可能エネルギー100%の未来に向けた最初の提言に関し、Task 25 の共同文書(Holtinen et al., 2020)では、以下のように記されている。

- 信頼度レベルを検討すること。一般的な不足電力目標(不足電力期待値 LOLE、負荷に対応する容量が不足する予想日数を定量化したものは10年に1回だが、年2回のようなより低い信頼度目標も適切であろう。負荷(価格)応答性が不十分な場合は、計画停電を認めることもあり得る。
- 年間のエネルギー信頼度において、経年的な資源変動性の影響を考慮すること。



- 極値的事象を把握するためのデータと感度を向上させること。現在のモデルは、データで表現されていれば関連のある事象を捉えることができるため、10年以上のデータが必要である。
- モンテカルロ法を用いた最近のモデル開発を用い、隣接するエリアを対象に含めること。

## 5. 短期的システム信頼度の確保

風力発電や太陽光発電が短期的信頼度に与える影響には、短期的な需給調整、すなわち周波数制御のための適切な量の運転予備力の設定の影響が含まれる。太陽光発電や風力発電のシェアが拡大するにつれ、電力システムのダイナミクスへの影響を評価することがますます重要になっている。また、変動性や不確実性の影響を評価することに加え、インバータを介した非同期電源の接続を考慮する必要がある。

風力発電は電力システムを支援できる可能性がある。このことは、将来の電力・エネルギーシステムにおいて変動電源のシェアを増やすことを検討する際には、他の新しい柔軟性の選択肢とともに考慮する必要がある(6.2 節および 6.5 節を参照のこと)。

大規模な風力・太陽光発電の統合検討の例として、米国の **ERGIS**(東部再生可能エネルギー電源統合研究)がある。東部連系系統における年間ベースで最大 30%の **VRE** シェアがもたらす運用上の影響について、送電設備の増強に関するいくつかのシナリオが検討された(Bloom et al., 2016)。風力・太陽光発電の大規模導入による 1 時間未満の単位での影響を理解するため、5,600 個以上の発電ユニットと 6 万個以上の送電ノードを 5 分の時間分解能のユニットコミットメント・経済的ディスパッチモデルで東部連系系統をモデル化した。火力・水力発電の運用、送電線の電力潮流、日の出・日の入り時の運用、需給調整エリアの運用方法のそれぞれにおいて、系統運用に大きな変化が見られた。しかし検討されたすべてのシナリオにおいて、電力システムを確実に運用できることが確認された。

年間エネルギーの 30%~40%の風力発電のシェアを持つ 7 つの統合検討の結果によって、電力システムレベルの需要-発電バランス調整のために新たな電力貯蔵は必要ないことが示された。さらに、より広いエリアで風力と太陽光のバランスを取れることにより、需給調整の課題が減り、送電を増やすことで出力抑制の課題も減る(Söder et al., 2017)。さらなる統合検討の結果について、過去の Task 25 報告書にまとめられている(Holtinen et al., 2009; Holtinen et al., 2012; Holtinen et al., 2016 and Holtinen et al., 2019)。

### 5.1 運転予備力

風力発電が需給調整や周波数制御のための運転予備力に与える影響は、この数十年の間多くの統合検討の主たるテーマとなっている。電力システムは、運転予備力によって需給調整エリア内の負荷および発電のバランスを取る。風力発電のインバランスは、電力システムの他のインバランスと混ぜ合わされることになる。需給調整や周波数制御のための運転予備力は、いくつかの応答タイムスケールに分けられる。極めて一般的な分類は、自動で応動する予備力(秒単位のタイムスケール)と手動で応動する予備力(10 分程度のタイムスケール)とされる。本節では、風力発電の導入率が高いシステムについて、運転予備力の配分と利用に関する経験と研究をまとめる。また風力発電は運転予備力を提供することもできる。これは 6.2 節で述べる。

#### 5.1.1 風力発電の比率が高い地域での運転予備力の経験

太陽光発電や風力発電は、系統運用に不確実性と変動性をもたらす。これは、まず運転予備力の利用の増加として現れ、ある時点では電力システム内に配備される予備力の増加として現れる。意外なことに、最近になって予備力の要求が減少した

例も報告されている(ドイツとテキサス州)。これは主に、風力や太陽光が予備力の利用に与える影響が運用方法の変更によって相殺されたためである。このことから、風力や太陽光による需給調整に必要な努力が増加することを大きく緩和する策として、非効率な部分があると考えられる運用方法を変更することの重要性が浮き彫りになっている。

フランスでは、送電システム運用者 RTE が用いる必要な予備力とマージンを評価する予測戦略は、計算が頻繁に更新されていれば、VRE 電源の割合が増えつつある電力システムの管理に適している。MAUI と呼ばれる新しいツールは、必要な予備力とマージンをローリングホライズン方式(事前予測時間を順次変えながら予測する方式)で自動的に計算する。マージンの評価では、各発電ユニットの動的制約から生じる最小限の事前通知を考慮する(図 35)。

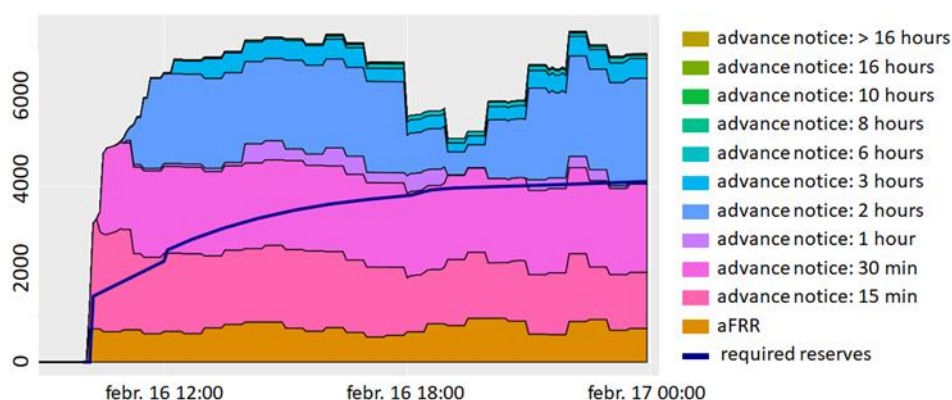


図 35 RTE によるローリングホライズン方式を用いた自動化された必要なマージンの評価  
(出典：RTE 内部資料)

また、TSO で需要調整を分担する運用方法を変更すると、風力や太陽光による需要調整のニーズの増加を上回るほどの便益がある。ドイツでは、風力・太陽光が電力システムに与える影響の増加よりも、4 つの TSO 間で需給調整責任を分担することの便益の方がはるかに大きい(Kuwahata & Merk, 2017)。

二次周波数制御用予備力の応動が劇的に減少していることが図 36 に示されている。需給調整の共有がもたらす大きな便益を示すもう一つの例が、米国の西部エネルギー・インバランス市場(EIM)である。2014 年の開始以来、エネルギー・インバランス市場は、電力システムの信頼度を高め、参加者に数百万ドルの便益をもたらし、再生可能エネルギー資源の統合を向上させている。純便益は 10 億ドルを超え、二酸化炭素(CO<sub>2</sub>)排出量は 50 万トン節約できたと推定されている([www.westerneim.com](http://www.westerneim.com))。

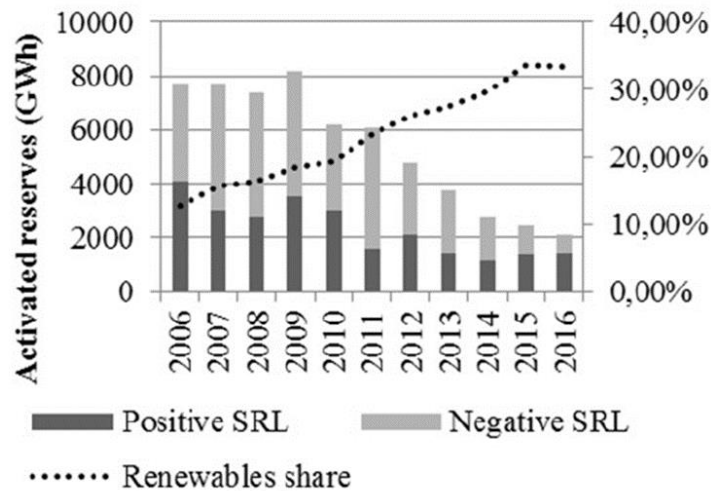


図 36 ドイツでは、新しい運用ルールと市場ルールのおかげで、再生可能エネルギー比率の増加にもかかわらず、二次的予備力の起動(SRL)が減少している  
(出典: Kuwahata & Merk, 2017)

テキサス州では、2010年12月1日に15分ゾーン制市場から5分ノード制市場へ移行したことが、二次的予備力の必要量の減少の主な要因となっている。その減少を図37に示す。興味深いことに、テキサス電気信頼性評議会(ERCOT)からは、風力発電所の効果的な一次周波数応答による別の効果も報告されている。風力発電の設備容量の増加に伴い、必要な調整用予備力は減少し続けている(図38、さまざまな時間スケールで対応する予備力設備がどのように連携しているかについては、例えば図41も参照)。なお、2017年半ばには、上方調整要件はさらに低下し、350~400MWとなった(風力発電容量はほぼ19GW)。ERCOTでは、風力や太陽光を含むすべての電源が一次周波数応答(PFR、ガバナまたはガバナ的応答)を提供するという要件を導入することにより、大きな正の効果があることが見出された。要件を導入した当時は、既存の電源には可能な限り新しい部品を追加することが求められていた。風力発電所は、稼働中は常に超過周波数応答するが(すなわち周波数が高い場合は出力抑制する)、他の理由で出力抑制された場合にのみ不足周波数応答する(すなわち、特に上方応答するために事前に出力抑制するのではなく、供給過剰や送電混雑のために出力抑制された場合に上方応答する)。



図 37 ERCOT の上方調二次予備力の必要量(青)と風力発電の総容量(赤)  
(出典: The University of Texas at Austin energy institute, 2017)



図 38 テキサス州 ERCOT の 2011 年から 2015 年までの平均上方調整の必要量  
 同じ期間に風力発電の累積設備容量は 9.4 GW から 15.8 GW に増加した。  
 (出典 : Julia Matevosjana, ERCOT)

### 5.1.2 運転予備力の要件の推定

変動性再生可能エネルギーを統合する場合、残余需要の不確実性を補うために一定量の予備力を調達するのが一般的である。こうした予備力は、主に需要、風力や太陽光の予測誤差、発電所や連系システムの計画外停止などの影響を受ける(図 39)。

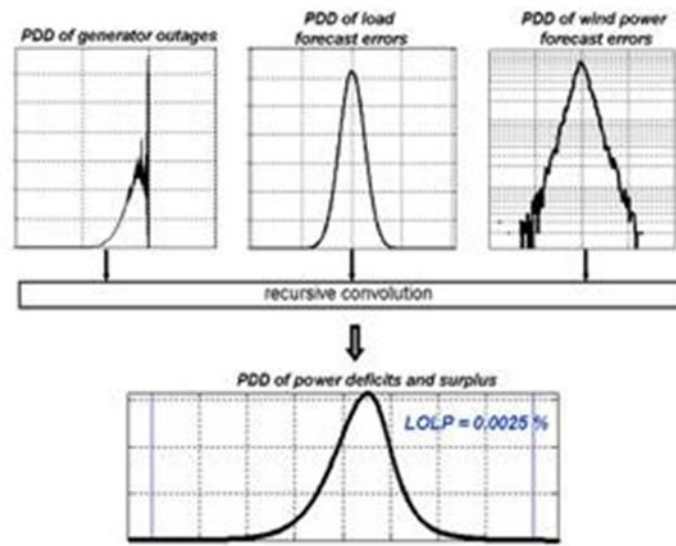


図 39 発電と需要による不確実性と、信頼度(LOLP)を信頼度レベルとして使用することによる不確実性を組み合わせて、風力発電の追加による必要運転予備力への影響を判断した例 (出典: Fraunhofer IEE)

風力発電による運転予備力の増加については、さまざまな試算が出ている。風力発電のシェアを 10%~30%とする研究では、応答が遅く手動で起動する予備力(10~

15分)に対して主な影響があり、応答の速い予備力への影響は小さい(Holtinen et al., 2016, 5.2節)。不確実性の時間スケールは結果に最も大きな影響を与える。前日または4時間前の不確実性を考慮すると、風力発電の影響はより大きくなる。例えば、北欧の研究(Miettinen & Holtinen, 2018)では、風力のシェアが高まると予測誤差を当日に修正することの重要性が示されている。また、調査結果に大きな影響を与えるのが、需給調整エリアの大きさ、つまり複数の需給調整エリアが調整を共有するかどうかという点である。ドイツの経験は、これらの知見を裏付けるものである(前章参照、図36)。

風力と太陽光の予測の品質は、信頼度と運転効率、そして運転予備力の割り当て量に影響を与えると考えられる。過剰な予備力を調達することは非効率的な運用につながり、逆に予備力が不足すると信頼度に問題が生じる可能性がある。しかし、風力や太陽光の予測誤差は時間的に変動するため、経済性とリスクマネジメントのトレードオフを適切に判断する必要がある。従来の電力システムでは、長期(数ヶ月)の容量を決定する決定論的な基準で運転予備力の大きさを決めればよかった。しかし、変動電源の割合が増加すると、将来の電力システムにはより高い変動性をもたらされ、需給調整の必要性もより高くなる。動的な予備力の設定(前章のフランスの例など)は、より費用対効果の高い、信頼度の高いシステム運用を実現することになると考えられる。

**アイルランド**では、必要な運転予備力を動的に決定するために提案された方法において、風力発電の不確実性と変動性の非正規性、および風力発電予測への確率的依存性が考慮されている(Mousavi & Flynn, 2018)。既存の手法とは異なり、風力発電の不確実性と変動性の確率密度を、風力発電の予測レベルごとに特徴付けている。アイルランドのケースで得られた結果は、正規性と独立性の仮定に敏感であり、運転予備力の必要量を過大/過小評価する可能性があることが分かる。この誤差は、風力発電のシェアが37%の場合、-95%(正規性の仮定による過小評価)から+400%(独立性の仮定による過大評価)の範囲となり、主に風力発電の予測値が高い時期に発生する。このような誤差が生じると、従来型電源の部分負荷運転だけでなく負荷遮断や風力発電の出力抑制が頻繁に発生し、電力システムの信頼度が低下し運用コストが増加する可能性がある。

**ドイツ**では、予備力の量を決定するために提案された手法(Jost et al, 2015)では、人工ニューラルネットワークに基づく分位点回帰を用いて、望ましいセキュリティレベルを満たすための予備力が予測されている。この方法は、ドイツにおける周波数回復予備力(FRR)の量を前日に決めることに検証された。また、容量の大きさを静的に事後に決定した結果(1) 同じ停電時間(予備力容量が不足している時間割合)を持ち、(2) 同じ平均予備力を持ち、(3) 停電時間の目標を正確に満たすと比較した。容量の動的な大きさ決定は、負方向と正方向の両者の周波数回復予備力に対し、すべての基準において優位性がある。その停電時間の目標に対する静的な容量の大きさ決定と比べると、停電時間だけでなく平均予定予備力容量も小さくなっている。

予測誤差が運転マージンや必要予備力に与える影響を判断するための確率論的ツールは、運用中にも使える上に、長期予備力のニーズに関する将来の分析にも利用できる。EU-SysFlex プロジェクトでは、動的確率論的手法により、再生可能エネルギーのシェアに応じた自動周波数回復予備力(aFRR)の必要量を推定している。本方法論の原理は確率論的方式に基づいており、あらかじめ定義されたリスクレベルを考慮しながら、ある時間軸(例えば aFRR では15分)における電力マージンの必要性を、国単位で、かつ1年の各時間を考慮して評価することを目的としている。このツール(OPIUM)の基本的な部分は、大きく次の2つのタイプに分けられる不確実性要因のモデル化にある。(1) 予測に基づく誤差(需要、太陽光、風力発電)、(2) 供給

支障に基づく不確実性。変動電源の比率が高い(50%以上)2つのシナリオを考慮し、欧州における aFRR の必要量を試算した(図 40)。大きく分けて次の 2つの結論を指摘することができる。(1) TSO が選択するリスクレベルが aFRR 要求において大きな役割を果たす。(2) 再生可能エネルギー源の大規模な開発により aFRR の量が大幅に増加する(EU-SysFlex D2.4, 2020; Morin et al, 2019)。この方式では、まず aFRR に対応することを選択しており、15 分予備力の量に対応している。実際、手動周波数回復予備力(mFRR)の一部もカバーすることができる。ただし aFRR と mFRR の間の 15 分予備力の(特定の国に対する)シェアによってさまざまである(Morin et al, 2019; 図 41にも示す)。

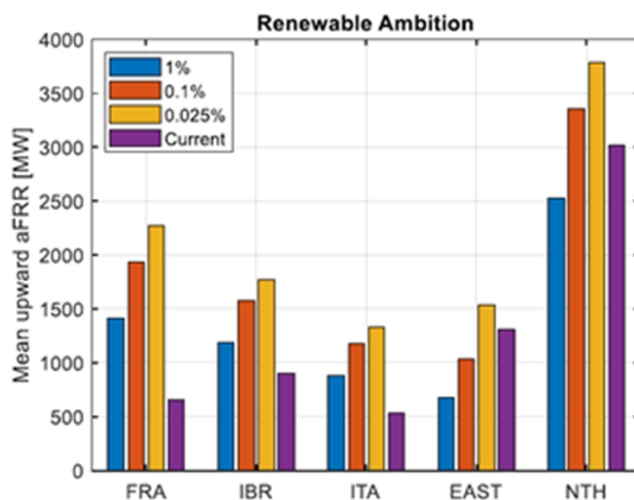


図 40 いくつかのリスクレベルを考慮した欧州の平均上方マーシンの推移

FRA=フランス、IBR=イベリア(ポルトガル、スペイン)、ITA=イタリア、EAST=ポーランド、チェコ、ハンガリー、スロバキア、NTH=ドイツ、ベルギー、ルクセンブルク、オランダ、デンマーク、スイス、オーストリア。「再生可能エネルギー意欲的」シナリオでは、欧州における風力・太陽光のシェアは 66%となっている(EU- SysFlex project)。

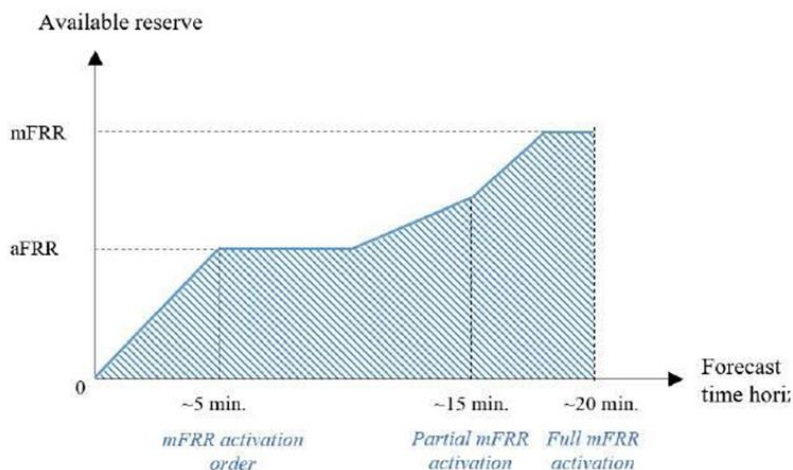


図 41 運転予備力の起動方法と、自動起動および手動起動の周波数回復予備力、aFRR と mFRR の 2 種類の予備力に分けられた例 (Morin et al., 2019)

複数のタイムスケールの予備力に対する必要量を評価する場合、応答が重なり、ダブルカウントになる危険性がある。



北海地域では、2050 年に向けて洋上風力の増加により電力バランスが大きく崩れ、より多くの予備力を必要とする。インバランスのほとんどは mFRR で処理できるが、リアルタイムのインバランスを処理するためには、はるかに大量の aFRR が必要となる。資源を効率的に利用するために、aFRR の規模は確率的に設定することが推奨されている(NSON-DK, 2020)。

日本では、残余需要の出力変化の大きさと速度に関する持続時間曲線を用いた、予備力容量のアデカシーを評価する予備力容量喪失確率が提案されている。残余需要の出力変化の大きさとその週/日の持続曲線(=必要な柔軟容量レベルごとの発生確率)の一例を図 42 に示す(Tanabe et al., 2017)。

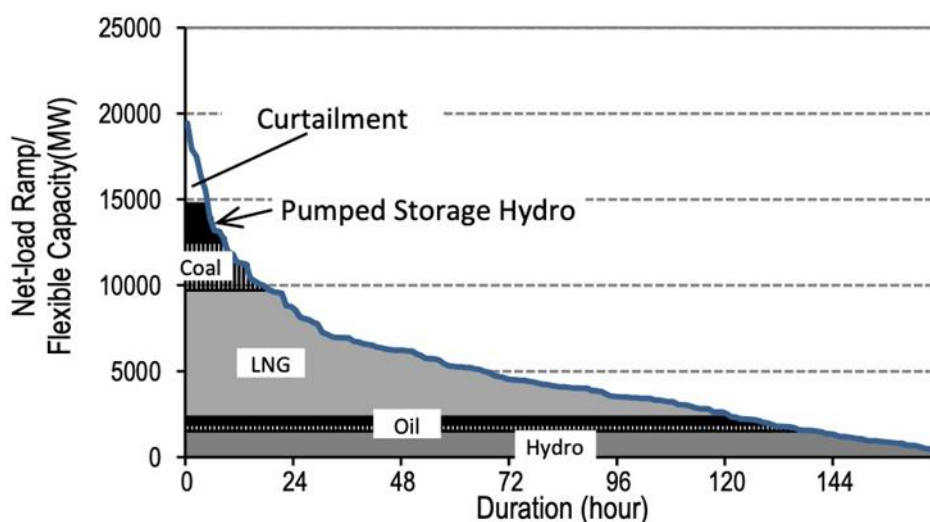


図 42 残余需要の出力変化速度の持続曲線とそれを管理するための柔軟性  
(出典: Tanabe et al., 2017)

## 5.2 安定度と電力システムセキュリティ

風力発電や太陽光発電の比率が大きくなると、パワーエレクトロニクス機器によるインターフェースを介して接続されるインバータ連系電源(IBR)が増加するため、電力システムの特性が変化する。しかし、風力発電や太陽光発電は、危機的状況においては、電圧や周波数の短期間不安定化を防ぐために、有望で実行可能な選択肢となる可能性もある。パワーエレクトロニクスをベースとした制御を高度に連携させることで、電力システムの能力をさらに高めることができる。

特定の電力システムについて懸念される問題は、電力システムの規模、負荷および他の発電と比較した風力発電の分散、ならびにユニットコミットメント(発電機起動停止)計画や送電網の構成による(Flynn et al., 2017)。

100%の再生可能エネルギーやIBRベースの発電を実現するための課題については、7章を参照のこと。

### 5.2.1 変動電源の安定度に関する経験

ここでは、風力発電所や太陽光発電所を相当量導入している電力システムにおいて、システムの安定度がリスクにさらされた事象を紹介する。安定度向上のための風力発電所の能力については、系統運用の実経験を含めて6.2節で説明する。

風力発電所や太陽光発電所の系統故障時の対応が、重要な管理課題であることが明らかになってきている。ドイツとスペインの研究により、風力発電所が欧州の電力システムの最大トリップ事象になる可能性が示された2005年以降、風力発電所の事故時運転継続(FRT)機能がグリッドコードに追加された(Holtinen et al., 2009年)。太陽光発電所の場合、ドイツで「50.2Hz問題」が生じた。これは、数十GWの分散型太陽光発電を急ピッチで増設したために、すべての太陽光パネルを同じ50.2Hzという過周波数で解列しなければならず、この事態が生じると、電力システムが同時に大きな停電を起こすというものである(<https://www.modernpowersystems.com/features/featuredealing-with-the-50.2-hz-problem/>)。

南カリフォルニアでは、2016年8月16日のBlue Cut Fireと呼ばれる山火事で700MWの太陽光発電所がトリップした。北米電力信頼度協議会(NERC)がこの信頼度問題を調査し、緩和策を提案するためにインバータベース資源性能合同タスクフォースを設置した(NERC, 2017年)。このタスクフォースは、標準規格(P2800)を含むIBRに関するさまざまな側面(ハイブリッド発電所の信頼度ガイドライン、過渡電磁界モデリング、連系プロセス、IBRの研究など)を扱うインバータベース資源性能ワーキンググループ(IRPWG)に発展した。

南オーストラリアの異常暴風雨事象では、2016年9月28日に2分間で6件の系統障害が発生した。ほとんどの風車は3回の電圧動揺に対しても運転継続したが、その後繰り返し低電圧時運転継続(LVRT)保護機能が作動して出力を下げたり解列した。既存の発電機性能基準には、それらの動作を防止または軽減するための具体的な最低要件は含まれていなかった。風力発電所のFRT設定が低すぎ、後続の故障が多数発生することを想定していなかった。その後、風力発電所のFRT性能強化に関するより具体的な要請がなされている(AEMO, 2017)。

2019年8月9日、英国各地で雷を伴う大きな嵐が発生し、最終的に約100万人の電力消費者に影響を与える停電になる事態が発生した。このとき、最大規模の洋上風力発電所では、この事象をきっかけに発生した準同期周波数帯の電力共振が十分に減衰せず、制御系が予期せぬ応答を示すという事態が生じた。この事象以来、グリッドコードと接続契約の要件に沿って、将来の電力システムの故障に耐えられるように制御システムを安定化させるため、制御システムのソフトウェアを更新し、Hornsea Oneプロジェクトで観測された挙動を緩和した(NGET, 2019)。

オーストラリアの南部と東部地域に供給している電力システムで、システム全体にわたって7Hzと19Hzの振動が観測されている。これらは、ウェストマレー地域におけるIBRの導入率の上昇と、同期発電機の変位による電力システム強度の低下の結果である(Modi et al., 2021)。これらの振動を緩和し、信頼度を脅かす事象を回避するための現在の戦略は、ウェストマレー地域のIBRを抑制することである(Badrzadeh et al., 2021年)。観測された振動モードにおけるさまざまなIBRの役割を決定するための調査、すなわち、どのIBRが電力システムの減衰に負の寄与をし、どのIBRが正の寄与をするかを決定するための調査が進行中である(7.3.3節も参照のこと)。

図43は、イタリアの広域監視システムの周波数測定値による周波数不安定事象(2017年12月3日中欧)を描いたものである。この事故は、欧州電力システムの南部で電力消費が非常に少なく(その結果、減衰に対する負荷の貢献が減少)、電力の輸入が膨大になっている時期に発生した。イタリア国内で高い電圧位相差が生じ、一部の発電機が使用できなくなり、電力システム内で通常とは異なる電力潮流が発生した(ENTSO-E, 2018)。この事象により、迅速で適切な応答と振動を遮断する対策の役割が明らかになった。今回の事象では、VREの役割は大きくなかったと報告されている。しかし、VREのシェアが高い場合、良好な減衰性能を確保し、激しい発

振事象を避けるために適切な対策を開発・実施することが必要である。

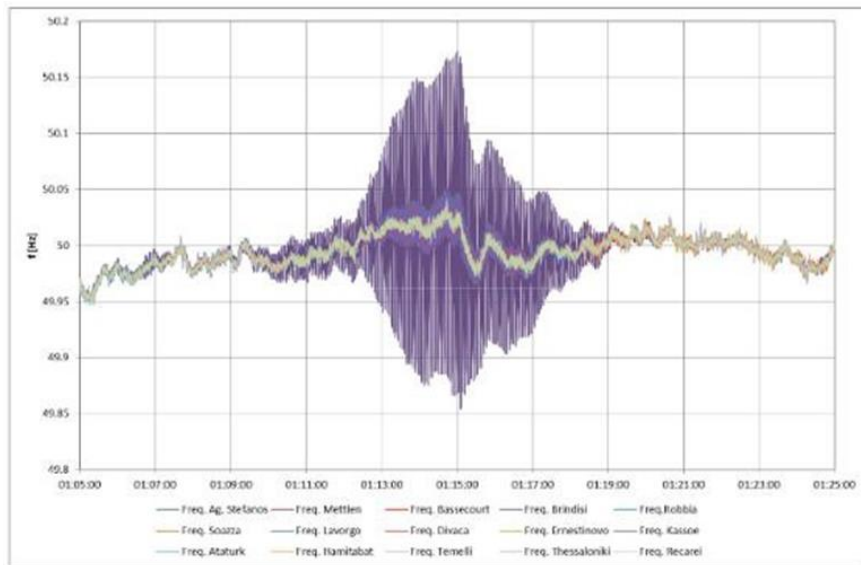


図 43 2017年12月3日に広域監視システム(WAMS)で測定された周波数  
サンプリングレート 100 ms (出典: Terna)

IBR が関わる安定度事象の多くは局所的なものであり、そこでは安定度問題が 2 つの電力システム間の不安定な相互作用として特徴付けられている。例えば、電力システムの短絡強度が低くかったり直列補償された送電線が存在したりするために、風力発電所や太陽光発電所がその末端で電力システムと相互作用する(米国の ERCOT 共振事象、Adams et al, 2012; UK 2019 event NGET, 2019)、洋上風力発電所が洋上 HVDC コンバータステーションと不安定な共振を形成する(ドイツ BorWin1, Buchhagen et al, 2015)、HVDC コンバータまたは STATCOM がその末端で交流電力網に対して振動する(中国, Xie et al, 2017)などの事象がある。しかし、より広域のネットワークと多数の IBR を含む動的安定事象は、より一般的になりつつある。それは、IBR のレベルがますます高まり、同期発電機の変化により電力システムのロバスト性が低下しているからである(Badrzadeh, et al, 2021; ERCOT, 2018; Shah et al, 2021b)。100%IBR システムに向けた検討については、7.3.3 節及び 7.6 節を参照のこと。

## 5.2.2 周波数安定度の研究

非同期の風力発電や太陽光発電の比率が増えるため、電力システムの慣性レベルが低くなる時間帯が発生する。非同期発電の増加も同期発電の廃止も、慣性の減少につながる(Daly et al.2019)。電力システムの慣性は、発電と消費のインバランスが生じた後の周波数の動的挙動に影響を与える。急激な発電機喪失後、低慣性の場合(図 44)、

1. 周波数がより急速に低下する、つまり周波数変化率(RoCoF)が高くなり、負荷遮断が発動される危険がある。

- 周波数最小値(Nadir<sup>原注2</sup>)が低くなり、一部の発電機保護リレーが作動し、電力システムの周波数崩壊の危険につながる可能性がある。

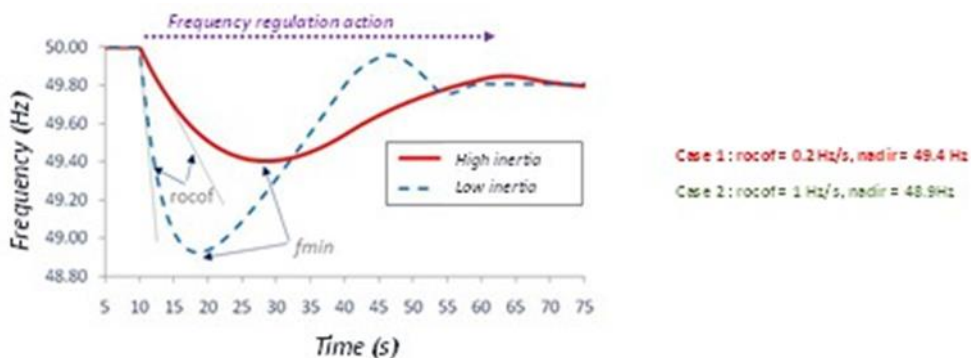


図 44 Nadir と RoCoF の概念図 (出典: Prime & Wang, 2019)

周波数安定度の課題は、電力システムの大きさ、風力発電の比率、適用される制御戦略によって異なる。これは、アイルランドなどの小規模な電力システムで最初に研究されたが、風力発電のシェアが高い大規模なエリアでの研究も進んでいる。

低慣性の水準を管理するための選択肢としては、マストラン発電機や同期調相機で慣性を高い水準に保つ、周波数の低下を止めるためにより速い周波数応答を調達する、あるいは電力システム内で最大の偶発事象の発生を制限する、などがある。複数の電力システム安定化ソリューションを最も費用対効果の高い形で組み合わせたものは、電力システムの形態に依存し、国ごとに異なる。このような最適な組み合わせを決定するためには、高度な方法論を展開する必要がある。変動電源のシェアに応じた慣性ソリューションのコストの推移は、図 45 のように描くことができる (Prime & Wang, 2019)。

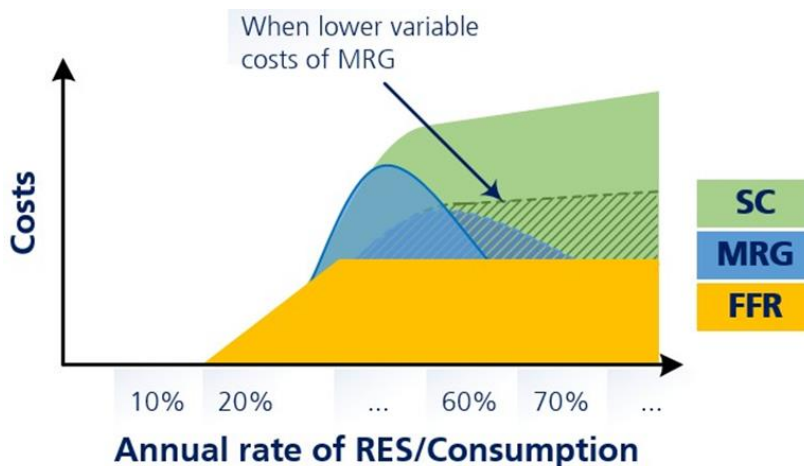


図 45 風力・太陽光のシェア拡大による慣性低下状況の緩和  
 SC : 同期調相機、MRG : マストラン(同期)発電、FFR : 高速周波数応答  
 (出典: Prime & Wang, 2019)

原注2 Nadir: 過渡期間中に到達する周波数の最小値

同期調相機や蓄電池によるエネルギー貯蔵システム(BESS)を備えた STATCOM との詳しい技術・経済比較によると、どちらの技術も慣性応答を提供できるが、既存の BESS 技術と価格では、同期調相機の慣性応答は BESS のそれよりはるかに安価であることがわかっている。同期調相機は、より費用対効果の高い方法により、電圧調整サービスと短絡電力を提供できる(Biellmann et al, 2020)。

アイルランドの孤立系統では、周波数安定度に対する懸念により、2011 年に非同期電源(風力発電および HVDC の輸入)の瞬間導入率を需要+HVDC 輸出の 50%に制限する、いわゆるシステム非同期導入率(SNSP)という制約を設定した(O'Sullivan et al., 2014)。この限界値は段階的に引き上げられ、2021 年 1 月には 70%の試行に達し、さらに 2021 年 4 月には 75%の SNSP 試行に進んでいる(EirGrid & SONI, 2021; Holttinen et al., 2021 IEEE PES Magazine)。高い SNSP を達成するためには、0.5Hz/s を超える RoCoF で風力発電と従来型発電を電力システムに同期させ続ける必要があった。2021 年には、分散型電源を含むすべての電源が高い RoCoF 基準を満たす性能を事前に個別に調査・評価し、RoCoF の限界値を 1Hz/s に引き上げた。また、EirGrid と SONI は、「セキュリティの保たれた持続可能電気システムの提供(DS3)」プログラムのもと、一連の拡張システムサービスを導入した。このプログラムは、周波数と電圧支持の高速化や、より長期(長時間)の出力変化マージン機器の提供を奨励することを目的としている。特に周波数安定度の向上については、同期慣性応答機器と高速周波数応答(FFR)機器を導入した。同期慣性応答システムサービスは、安定した最小出力に対する回転エネルギー(慣性)に基づき同期発電機に報酬を与え、発電機の最小出力を下げるよう促し、電力システムの需要が低い状況では、目標需要を満たすためにより多くの発電機を並列させ出力を「絞る」ことができるようにする。このようにして、電力系統システムに並列する回転エネルギーを増大させ、電力システムの外乱に対するロバスト性を向上させる。FFR 機器は、8 秒という「速い」緊急予備力応答を促す。デフォルトの応答時間はトリガーとなる事象発生から 2 秒だが、スカラ機構による 0.15 秒以内の応答時間には最大 3 倍まで報酬が増える。FFR サービスは、BESS や風力発電所など、認定されたすべての技術に開放されているが、事象後のエネルギー回復段階を尊重する必要がある、提供する初期対応に制約がある。

北欧の同期システムの将来の慣性レベルは、新たな風力発電と太陽光発電により、2025 年には水文年別に必要な 120 GWs~145 GWs(平均 8%)を 1~19%の時間で下回ると推定されている(図 46)(Statnett, FG, Energinet, SvK, 2016)。北欧の電力システムの HVDC リンクの数が多いことも、将来の慣性レベルに影響する(Nordic TSOs, 2018)。



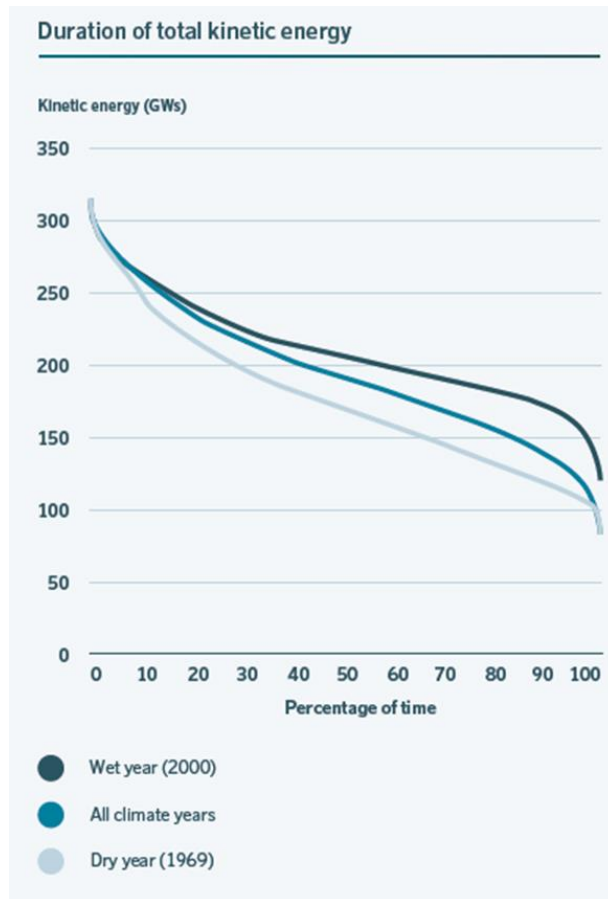


図 46 2025 年の市場シミュレーションシナリオにおける全気象年(1962 年～2012 年)の乾季と雨季の推定総運動エネルギーの期間

(出典: Statnett, FG, Energinet, SvK, 2016)

米国 MISO エリアでは、周波数応答は、変動する再生可能エネルギーの瞬間導入率が 60%までは安定しているが、それ以上では新規の計画的な抑制が必要になる可能性があることが分かった。

欧州大陸システムの各地域の周波数安定度調査では、各ゾーンの連系線事故と系統分断が調査された(EU-SysFlex D2.4, 2020)。複数エリア動的モデルの PALADYN は、需給の不均衡に対応して周波数が計算される。Nadir の低さと RoCoF の高さは特にイベリア半島で顕著であったが、これは主に再生可能エネルギーの比率が大きいことと、欧州の他の地域との接続が少ないことが理由である。この地域では RoCoF 値が 1.3 Hz/s を超えることがあり、イベリア半島の発電機の安定度が懸念される。その他、欧州の電力消費に占める再生可能エネルギーの比率(RES-E)を 66%とした「再生可能エネルギー意欲的」シナリオ、およびエネルギー転換(RES-E 比率 52%)のいずれにおいても、1 年間に明確な停電の事態は発生していない。

欧州大陸における系統分断も研究されている(図 47)。不均衡は非常に高い値に達する可能性がある(半島分離では $\pm 12 \sim 18$  GW、「欧州 3 分割」では $\pm 20 \sim 30$  GW)。その結果、周波数安定度を維持するためには、負荷遮断と過周波数時の制限周波数モードが唯一の選択肢となる。場合によっては、特に 2 つの半島分離に関しては、これらのメカニズムの起動は、停電を回避するためにはまだ不十分である可能性がある(EU-SysFlex D2.4, 2020; Fournel et al, 2020)。

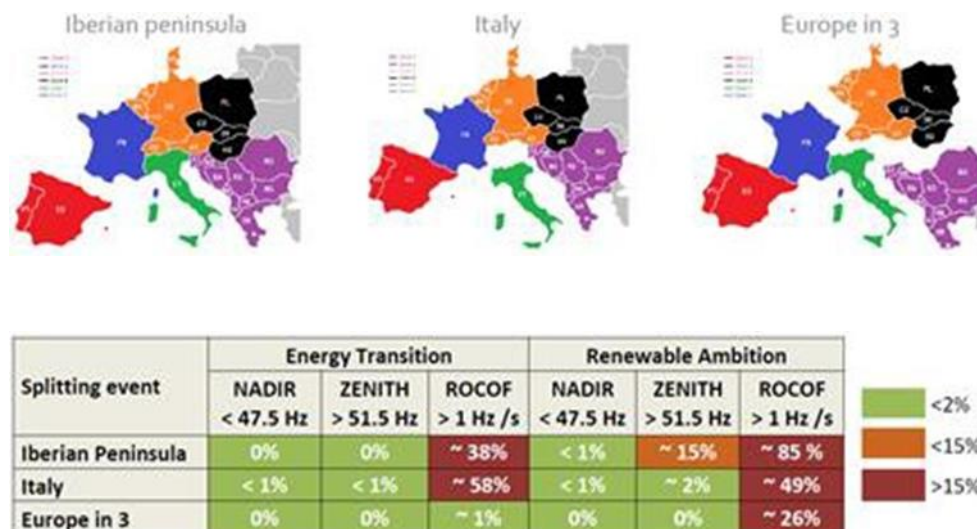


図 47 EU-SysFlex プロジェクトの周波数安定度調査で評価された系統分断  
(出典: EU-SysFlex D2.4, 2020)

これらの問題に対する具体的な改善策(EU-SysFlex D2.4, 2020)には、以下のようなものがある。

- 系統分断の場合、DC リンクの接続を確保する。実施されたあらゆるシミュレーションにおいて、系統分断は AC と DC の両方の相互接続システムの切断を意味し、これは悲観的とみなされる可能性がある。実際、DC リンクは系統分断の場合でも接続を維持するように制御することができる。この可能性は、系統分断の結果の深刻さを劇的に減らすことができるため、しっかり検討する必要がある。
- 系統分断による不均衡を解消するため、連系線の電力潮流を制限する。
- 風力や太陽光などの IBR を抑制し、従来型発電所、できれば水力、バイオマス、原子力などの脱炭素型発電で慣性レベルを高める。
- 同期調相機、風力・太陽光発電のグリッドフォーミング制御、蓄電施設など、慣性の提供のための代替手段を奨励する。

最も費用対効果の高い解決策は、これらすべての手段を最適に組み合わせることだと考えられる。

### 5.2.3 他の安定度問題の研究

電圧安定度は、許容できる電圧プロファイルを定常状態において維持すること、そして負荷の増加や送電網故障などの外乱後に維持することと関連している。電圧不安定は主として(ローカルな)無効電力要件を満たせないことに関係する。発電機の無効電力発電能力と負荷の無効電力需要に依存するが、実施されている電圧制御戦略、例えば変圧器のタップ切換装置との相互作用などにも影響される。従って、風力発電導入率が高いときの電圧安定度を評価する場合、風車の潜在的な無効電力供給能力を利用することが重要な決定要因となる。

一般に、風車の無効電力制御機能が電圧管理のために導入されている場合(Vittal et al., 2010)、電圧安定度は風車の存在に影響されないか、または強化される可能性



が高い(You et al., 2013)。しかし、特に(従来型)発電が置き換えられている電力網エリアでは、静的無効電力補償装置(SVC)、同期調相機、または同様の装置を導入したり、電圧を支持するために特定の発電機を「マストラン」ようにすることが適切な場合もある。

例として、図 48 は電圧擾乱の面積の広がりを示し、イタリアにおける回転型発電機からインバータ式電源への置換による短絡電流の減少の問題を表している。



図 48 回転型発電機をインバータに置き換えることで短絡電流が減少し、電圧の擾乱のエリアが拡大する

イタリアの例 (出典: Terna)

アイルランドの孤立系統では、電圧および過渡安定度の問題は、予想される風力導入率 40% 近くであれば緩和できると推定され、動態安定度は問題視されなかった(Eirgrid & SONI, 2010)。再生可能エネルギーの新たな目標(需要の 70%)と風力発電の組み合わせが主流となり、同期トルクの低下に伴う過渡安定度の問題も予見される(EU-SysFlex D2.4, 2020)。また、(従来型発電所が置き換わることによる)利用可能な無効電力供給源の減少や、(さまざまな機能特性の)風力発電所の分散配置に加え、高圧ケーブルの敷設増加などにより、電圧制御はより困難になってきている。現在、既設の送電線の制約により、アイルランド島全体の電力システムで最低 8 基の大型同期機が常に並列されていなければならないことになっている。非同期型の再生可能エネルギー電源の増加に対応するためには、この制約を緩和する必要がある。システム電圧の最適な管理方法について制御センターの管理担当者にガイダンスを提供するために、現在、電圧軌跡の新たなツールが開発されている。このツールを用いて、さまざまな種類の機器の最適な無効電力目標が決定され、当日や前日の計画対象期間における不測の事態に対して安全な電圧軌跡計画が提供されている(Holtinen et al., 2021 IEEE PES magazine)。

米国では、MISO が年間 50% までの再生可能エネルギーシェアを想定した RIIA (再生可能エネルギー統合影響評価) を実施している。動的安定度に関する研究の主な

知見は以下の通りである(MISO, 2021)。

- 再生可能エネルギー比率が 20%を超えると、脆弱な電力システムによる動的安定度の問題の可能性が急激に高まる。
- 小信号安定度は、再生可能エネルギー比率が 30%を超えると深刻な問題になる可能性があり、特別に調整された蓄電池や系統安定化装置を備えたマストランユニットで対処することができる。再生可能エネルギー比率が高い場合、相互接続全体にわたって 0.1 Hz~0.8 Hz の小信号振動が発生することがある。詳細な解析により、再生可能エネルギー、蓄電池、静止型無効電力補償装置、STATCOM、HVDC に適切に調整・設計された補助的な電力振動減衰(POD)制御装置を設置することで、小信号安定度の向上に役立つ戦略的位置を特定することができる。
- 全体として、大型ユニットが置き換えられると臨界故障除去時間は改善されるが、場所によっては減少が見られ、新しい保護技術や送電設備の設置が必要となる場合がある。
- 再生可能エネルギーの導入が進むにつれ、送電網の技術的ニーズが進展し、計画を統合させたり送電ソリューションの種類を組み合わせたりする必要性が高まっている。

また分析によると、VRE の高いシェアでシステム統合のコストを低減するためには、IBR の特性を改善することが有効である。制御技術の向上(グリッドフォーミングインバータ技術の導入など)により、同期調相機や送電線(交流・直流の両方)の必要性を抑える効果が期待できる。

ERCOT では 2018 年に、再生可能エネルギー資源からの瞬間導入率が 70%を超えるテキサス州の電力システムを運用するために、過渡電磁界(PSCAD)および過渡的安定度(PSS)シミュレーションを用いた動的安定度評価が行われた(ERCOT, 2018 年)。研究の結果、再生可能エネルギーによる出力が多い場合に、電力システム全体の振動を引き起こす動的安定度の問題がいくつかあることが明らかになった。これらの問題の多くは、既存の IBR が系統強度が低い条件下で安定的に動作できないことに起因していた。この研究では、より脆弱な電力システムでの運用を可能にするために、IBR の制御チューニングを推奨している。また、IBR による同期発電機の置き換えで生じる動的安定度の懸念を軽減するため、系統強度や事故時電流レベルを向上させる同期調相機の使用も検討された。

GE 社製 4 MW 風車プロトタイプにおいて、風力発電所の無効電力振動における系統強度の役割を、風車のインピーダンス測定により調査した。広範なインピーダンス測定と PHIL (Power Hardware In the Loop ループ内電力ハードウェア)試験に基づいて、無効電力振動は 4 MW 風車内部の制動不足共振モードの結果であると判断された(Koralewicz et al., 2020)。

電力システムが不安定に移行する距離や傾向を定量化するための主要性能指標は、EU プロジェクト「パワーエレクトロニクスデバイスの大規模統合(MIGRATE)」で作成されている(Rueda Torres et al., 2017)。風力発電の比率が高く、従来型(化石燃料火力)発電所が置き換えられた電力システムにおける安定度象象には、周波数安定度、回転角安定度、電圧安定度、準同期制御器相互作用が含まれる。この指標は、主要変数(パワーエレクトロニクスと負荷の比など)の情報を、電力システムの動的性能に影響を与える構造変化(再生可能エネルギー導入率の上昇による)に対する電力システムの敏感性を反映した指標(正規化電圧安定度指数など)にマッピングしたものである。風力発電の比率が高い(総出力の 50%以上)英国とアイルランドの電力システムを縮小したモデルで、主要性能指標が検証された。

#### 5.2.4 HVDC 接続が安定度に与える影響

HVDC 接続が北欧の電力システムの安定度に与える影響については、Vrana et al.(2017a)において研究されている。この研究では、風力発電は主に北欧の電力システムの外側に置かれているが、ノルウェーは多数の HVDC リンクを通じて他の北海諸国における風力発電の需給調整を行っている。将来シナリオの電力潮流シミュレーションでは、北欧の電力システムの容量と電圧の制約が、電力交換の制限要因になることが示されている。動的シミュレーションの結果、この振動を抑えるように調整されていない一般的なコンバータコントローラを考慮した場合、将来の電力輸入が多いシナリオでは、輸入が少ないシナリオに比べて、外乱後に振動が大きくなる可能性があることが明らかになっている。HVDC リンクに関する北欧の電力システムの一般的な系統脆弱性についても調査されている(Sperstad et al., 2018)。

## 6. 運用中の風力発電の価値を最大化する

風力発電の価値は、それが代替することになる電力量から生じるところが大きい。風力発電は、他の発電設備の資本コストを下げることにもつながる。柔軟性の高い電力システムは、変動エネルギー源をより高い価値で利用できる。したがって、風力発電の価値を最大化する主要な要素は、風力発電自体の外部に存在する。しかし風力発電は、系統サービスを提供することによってもその価値を高めることができる。このことは、特に余剰電力がある場合、他の電源から系統サービスを調達すると、風力発電をより出力抑制せざるを得ないため、すべての風力発電所に役立つこととなる。一方、変動電力を広範囲に出力抑制することは、電力システムの柔軟性が不十分であることを示すものである。

出力抑制と系統支援の経験と結果に加え、本章では風力発電の導入率が高い場合の需給調整を向上させる対策、例えば電力システムの運用慣行や市場、さまざまな柔軟性オプション(電力貯蔵、需要側の柔軟性、セクターカップリングされた火力発電所)などについて述べる。

### 6.1 風力発電の価値の推定

風力発電の価値は、従来の発電所の燃料を風力エネルギーに置き換えることで、系統運用にかかるコストの節約として評価されることが多い。これは CO<sub>2</sub> 削減にもつながるが、CO<sub>2</sub> 価格が設定されないと削減については計上されない可能性がある(Holtinen et al.2015)。

従来は、風力発電のいわゆる統合コストを試算するのが一般的だった。いずれの方式も重大な欠点があることがわかっている(Milligan et al., 2012; Milligan & Kirby, 2009; Milligan et al., 2011; Müller et al., 2018)。主な注意点は、ベンチマーク技術の利用(コストの違いを求めるには参照シミュレーションが必要)と、風力発電へのコスト配分方法(例えば、送電を追加すると、風力発電の接続と輸送だけでなく、信頼度において他の便益が生じる)である。特定の電力システムで得られた結果は一般化できず、他の電力システムに用いることはできない。電力システムに異なる順序で変更を加える(例えば、風力、太陽光、蓄電池、柔軟な需要を追加する)と、コストが異なることが示されている(Söder, 2021)。

政策立案者やその他の利害関係者は、発電コスト(LCOE)にシステム統合コストを加えようとするのではなく、異なるシナリオについて電力システム全体のコストと便益を評価することが望ましい。これにより、特定の利用者や技術にコストを割り当てる必要がなくなり、投資ニーズ、総運用コスト、電力システム全体の価値を把握できるようになる。電力システム全体の費用便益方式は、風力または太陽光に固有のシステム統合コストを切り離して定量化するという困難な作業を回避し、ベンチマーク技術を定義する必要がない(WindEurope, 2018; Müller et al, 2018)。この方法は、アイルランドの風力統合検討(AIGS, 2008)で適用され、Task 25 から推奨されている方法である(Holtinen et al., 2018)。

競争力の指標に関する最近の研究は、風力やその他の技術の価値やコスト要素を把握することを目的としている。これには、LCOE やエネルギーの平準化価値といった包括的でない既存の指標に加え、価値とコストの両方を包括的に表現する収益性に基づいた新しいカテゴリーの指標も含まれる。この新しい指標は、すべての電力システムサービスを等価な金銭的基準に置くことで、異なる電力システム技術間の経済的比較をより効果的に行える。例えば、費用便益比、電力システムの投資対効果、電力システムの利益率などがある(Mai et al., 2021)。より多くのコストが市場

価格に反映されればされるほど、市場設計がコスト反映型で透明であれば、そのコストは風力発電のシステム価値を下げると見なされる。これにより、より多くの風力発電を建設するための電力システムに最も適した方法について、関係者が正しい判断をするインセンティブを与えることができる。

風力や太陽光のシェア拡大による価値低下を回避・緩和する方策は、風力発電の建設方法と、将来の電力・エネルギーシステムの構築・運用方法のそれぞれの中に見出すことができる(Wiser, 2017)。電力システムに親和性のある風力発電はより大容量の発電機とより高いタワーを持ち、風力発電のシステム価値を高めるだけでなく、立地や系統サービス提供における地理的多様性をもたらすことが立証されている(Hirth & Müller, 2016)。風力発電に適した電力システムは、発電、需要、送電、電力貯蔵に柔軟性があり、あらゆる資源からの柔軟性を可能にする市場設計がなされている。また、電化による市場価値の安定化の影響も、今後の評価で捉えることが重要である(Ruhnau, 2021)。

## 6.2 出力抑制

利用可能な風力エネルギーの抑制は、電力量の余剰が発生し電力システムにそれを吸収する他の手段が存在しないという重大な局面において用いることができる。この形式のシステム需給調整は、エネルギー輸送に十分なシステム容量がない場合に、局所的な混雑に対応するために利用することもできる(6.4.1 節「混雑管理」参照)。

需給調整市場が存在し、風力発電所にも開放されている場合、出力抑制は、電力調整サービス(下方調整)として行われることがある。現在では、ほとんどの風力発電所が(各国のグリッドコードに沿った)下方調整機能を持ち、デンマーク、英国、スペイン、米国の MISO、ERCOT、NYISO の市場メカニズムで既に提供・利用されている。

経済的な観点から見ると、電力システムの需給調整のための出力抑制と下方制御の提供との主な違いは、下方予備力供給者は、(通常、発電事業者にとってより高い収入となり、リアルタイムの需給調整コストを反映した)需給調整市場価格で決済され、したがって正しい価格インセンティブが送られるという点にある。風力資源が利用可能なときに風力発電の出力抑制を決定することは機会損失である(燃料を使用しないので限界費用はゼロである)。国によっては、風力発電所はスポット価格がゼロまたはマイナスになると、その時間帯は補助金を受けられなくなるため、電力システムに余剰エネルギーがあるときに停止するインセンティブがある。

出力抑制が大きければ大きいほど、電力システムに風力発電を受け入れる柔軟性がないことを意味する。本節では、出力抑制、統合検討における柔軟性の欠如の指標として出力抑制をどのように利用できるかを検討する。

### 6.2.1 抑制の経験

出力抑制の経験は、Bird et al. (2016)および Yasuda et al. (2022)により報告されている。図 49 と図 50 は、風力発電のシェアに対して、風力発電所が出力抑制した電力量の比率をプロットしたものである。

電力システムインフラが風力発電所の開発を遅らせている場合(中国、ドイツ)、あるいは多数の従来型電源に運転義務があり、供給側が非常に柔軟性に欠ける場合(中国、日本)、連系容量が少ない電力システム(アイルランドなど)で、出力抑制は再生可能エネルギーを統合させる際の大きな課題となっている。イタリアとテキサ

スは、新しい送電インフラが整備されたため、何とか出力抑制を減らすことができた。中国における大規模な出力抑制は、主に年間の開発レイアウトや制度の最適化、石炭火力発電所の柔軟性向上、新しい電力システム、水力発電の揚水発電所の増強によって緩和されている。風力発電の比率を高めるには、需要側の柔軟性も役割を果たすという課題が残されている。

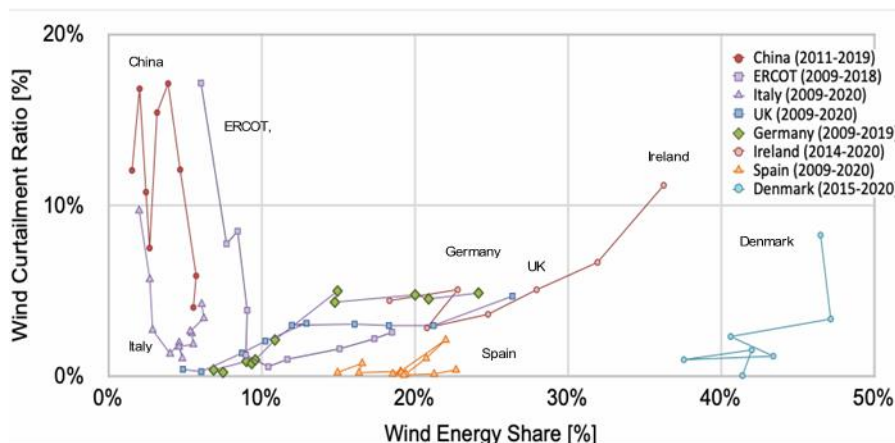


図 49 中国、ERCOT(テキサス州)、欧州における風力発電の出力抑制マップ (出典: Yasuda et al., 2022)

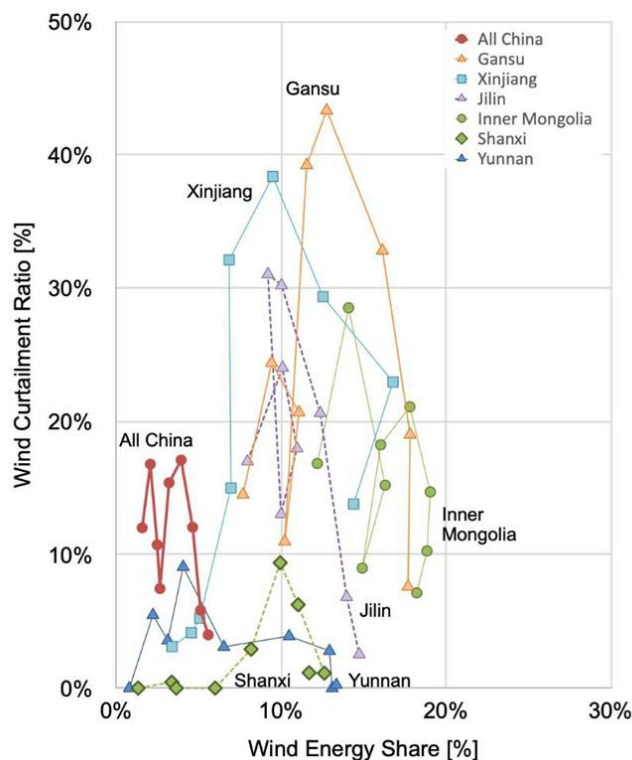


図 50 中国における風力エネルギーのシェアに応じた出力抑制  
 風力の急激な増加は、石炭火力発電とその料金の柔軟性の欠如および送電のボトルネックにより、高い抑制をもたらした。出力抑制は系統増強によって十分に緩和された。  
 (出典: Yasuda et al., 2022)

図 51 は、2011 年から 2019 年までのアイルランド島全体の出力抑制量を抑制原因別に分類した例である。上位 2 つの原因として、風力発電プロジェクトに伴うネットワーク補強工事の遅れによるシステム制約とネットワーク混雑が挙げられる。システム制約には、SNSP の制限のほか、高頻度のランバック制御（緊急時の高速出力制御）や最小安定出力制約などの制限がある。SNSP 制約は、風力発電の瞬間導入率が高い場合に安定度の問題があるとの研究結果を受けて、2011 年にアイルランドに導入された。これは当初 50%に設定され、2017 年 11 月に 65%に引き上げられ (EirGrid & SONI, 2018)、さらに 2021 年には 70%そして 75%に引き上げられた。2020 年にはシステムの制約により 5.3%の抑制が発生し、地域内電力網の混雑も考慮すると、2020 年の全体の出力抑制レベルは 11.4%となる (Holttinen et al, 2021; Yasuda et al, 2022)。

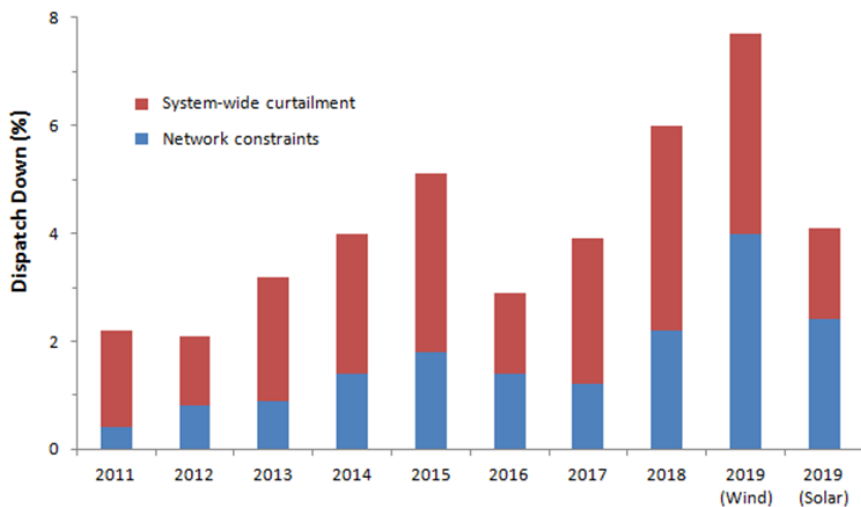


図 51 アイルランド島の年別の風力(および太陽光)出力抑制量

(年報データの出典: <http://www.eirgridgroup.com/library/>)。風力発電容量は 2011 年から 2019 年にかけて 1.6 GW から 5.4 GW (年間需要の 15%から 31%)に増加し、太陽光発電容量は 2019 年までに 246 MW が導入された。

デンマークはこれまで風力発電のシェアが高くても出力抑制を最小限に抑えて対応してきたが、2020 年には Energinet エリアの潜在的な風力出力の 9%にあたる 1.46 TWh の下方調整が行われた。これには、3つの理由があった。(1) 92%はドイツの送電網の混雑と国境を越えた協定による「特別下方調整」、(2) 6%は通常の市場行動であるマイナスのスポット価格による所有者による下方調整、(3) 2%は以前からの合意による出力抑制、すなわちデンマークの電力システムの混雑による出力抑制であった。ここ数年、出力抑制やマイナスのスポット価格はむしろ安定しているが、特別下方調整は増加しつづけている。一般に、出力抑制につながる余剰発電は、近隣の地域(デンマークからノルウェーやスウェーデンまで)との国際取引によって緩和できる。しかし、デンマークやドイツなど、近接した余剰状況が、出力抑制を悪化させることもある。

ドイツでは、図 52 に示すように、電力システムの増強の遅れから、出力抑制や再給電の措置が増加している。ドイツの混雑対策は、2つのステップで実施されている。まず、混雑を緩和するために、従来型の発電所を赤字地域と黒字地域で上方・下方調整させる前日再給電プロセスである。詳細は 6.4.1 節を参照のこと。第二段階



は、いわゆるフィードイン管理プロセス(ドイツ語の「Einspeisemanagement」)で、最終的な緊急措置として電力システムの混雑による再生可能エネルギーの下方調整が瞬時に行われる。ただし、同等の上方調整は実施されない。残った不均衡については、予備電力で需給調整する必要がある。フィードイン管理プロセスの中で、2018年には約5.4 TWhの再生可能エネルギーが出力抑制された。これは、下方調整された再生可能エネルギー総出力の約2.8%に相当し、ほぼ全てのケースで出力抑制されたのは風力エネルギー(陸上72%、洋上25%)である(図53参照)。事業者が請求した補償金の支払総額は約635.4百万ユーロに上った。すべての出力抑制のうち87%は送電システム内の混雑に起因するが、送電システムに接続された再生可能エネルギー源についてTSOが実行したのは26%に過ぎないのに対し、配電システム運用者(DSO)はすべての出力抑制の74%を実行している(Bundesnetzagentur, 2019)。2021年からは、風力発電所も再給電プロセスに含まれることになる。その結果、再生可能エネルギー装置の下方調整(上方調整も含む)を予測的に計画することができる。

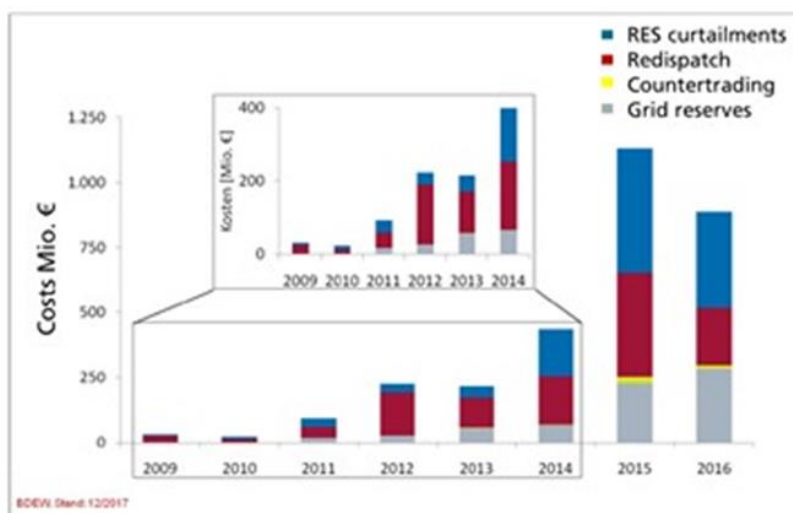


図52 ドイツにおける混雑管理のコスト展開  
(2016年の抑制の減少は、風速が低いため)

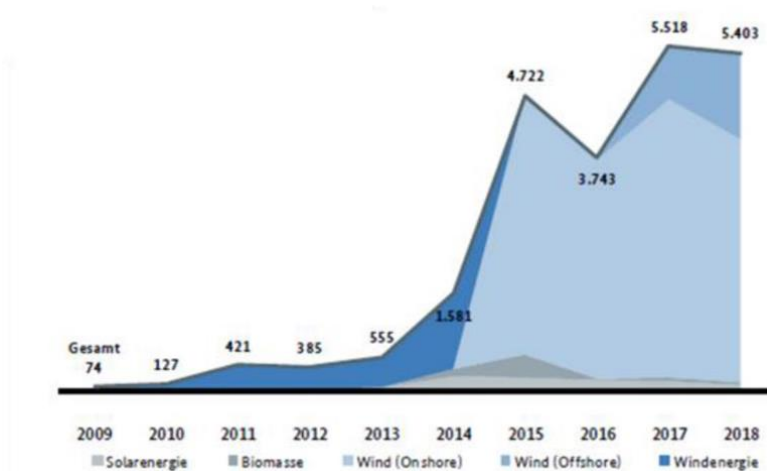


図53 ドイツで抑制された再生可能エネルギー(主に風力発電)

## 6.2.2 統合検討における将来の抑制の推定

また風力発電の出力抑制は電力システムのディスパッチに関する風力統合検討のシミュレーションに基づいて計算されることも多く、風力発電のシステム統合の課題として示されている。風力や太陽光のシェアが増えれば、新たな柔軟性手段の導入や送電インフラの強化がない限り、出力抑制が強まると予想される。

風力発電や一般的なVREの出力抑制は、電力システムの出力変化能力と柔軟性を高めるのに役立ち、最適なディスパッチプロセスの一部となり得る。風力出力を最大にするよう強制すると、排出量がより高いユニットを稼働状態にしておく必要がある場合、その強制を行ったと同時にコストと排出量が増加する可能性がある。一方、風力エネルギーを適切に給電することで、風力はシステムに柔軟性を提供できる。例えば、風力の出力変化によって電力システムの(残りの)出力変化ニーズを低減し、排出量がより高いユニットによってこれまで提供されていた柔軟性を置き換えることができる(Morales-Espana et al., 2021)。

年間発電電力量に占める風力発電の割合を30%~40%とした7つの統合検討の結果、出力抑制は1桁台の比率であり、送電線を増やすことで出力抑制の問題が減少することが示されている(Söder et al., 2017)。

カナダでは、「全カナダ風力統合検討」で評価した風力発電の出力抑制率は、風力導入率20%で約6.5%~6.9%であった。風力発電が多いシナリオでは、主に送電混雑のために出力抑制が多くなっている。カナダでは、送電設備の建設に加えて、大規模な水力貯水池で電力貯蔵能力を確保できる水力発電の利用をシフトすることや、火力発電の運用の柔軟性を高めることなどが、出力抑制を減らすための選択肢となる(PCWIS, 2016)。

北米再生可能エネルギー統合研究(NARIS)では、出力抑制も結果の一部として評価された。2050年の低コストVREシナリオでは、米国の潜在的な風力・太陽光発電の9.3%が出力抑制された。出力抑制の大部分はごく一部の時間帯で発生しており、太陽パターンと重なる日中を中心としているとはいえ、ほぼ毎時、米国のどこかで出力抑制が発生している。出力抑制は、風力や太陽光(あるいは送電と電力貯蔵)の資本コストと、火力発電の燃料コストとのトレードオフを表している。

## 6.3 系統支援サービスのための風力発電所の利用

電力システムが安定的に運用するためには、必要不可欠な信頼度サービス(いわゆる系統支援のためのアンシラリーサービス)を要する。風力発電や太陽光発電の瞬間導入率が高く、同期発電機の稼働率が低い時間帯には、風力発電や太陽光発電が系統支援サービスを提供することが重要である。提供されないと、同期発電機がサービスを提供するために風力発電や太陽光発電が出力抑制されるリスクが生じる。

風力発電所はすでにいくつかの場所で、異なるタイムスケール(1次/2次/3次)の周波数支援サービスを提供している。例えばアイルランドでは、調達ラウンドのたびに、契約されたシステムサービス全体の機能のうち、非同期式技術で提供される部分の割合が増加しているという重要な傾向が見られる。風力発電所が従来の発電所と同等のサービスを提供でき、しかもより迅速かつ正確に提供できることが、電気事業者や市場運営者の間では常識になっている。また、抑制期間中に風力発電所が非常に経済的にアンシラリーサービスを提供する経験も増えてきている。

電源構成の中で風力発電のシェアが高まるにつれ、風力発電所の開発者や風車メーカーは、同期発電機をベースとした一般的な発電所と同様の要件に直面することが多くなっている。ここでは風力が焦点となっているかもしれないが、この開発は

「風力」の問題ではない。それは、太陽光発電やその他の電源も系統支援サービスを提供する必要があるからである。風力発電所の市場設定だけでなく、グリッドコードの適応プロセスもまだ完了しておらず、今後さらに進化することが予想される。とくに要件を国際的に一致させることについては、改善の余地がある。カナダでは、国際的な経験に基づく州ごとのグリッドコードの違いを、2021年に評価した。その際、系統故障時のインバータ動作、アンシラリーサービス要件、発電機モデル化要件、配電接続された発電との潜在的相互作用についての評価が行われた(GE, 2021)。風力に関連する欧州のグリッドコードが評価され、Vrana, Flynn et al. (2017)によって将来の見通しが得られている。地理的な場所を決めずに将来のシナリオでのコンプライアンス評価を可能にする汎用風力発電グリッドコードは Vrana, Trilla & Attya(2017)によって開発され、Vrana, Attya & Trilla(2020)で公開された。

### 6.3.1 10分～30分の応答時間の需給バランスサービス

手動(自動ではない)で起動する周波数制御サービスは、より高速に応答する自動予備力に代わって需給調整をするために使われる。これは3次周波数制御(欧州では mFRR)と呼ばれ、需給調整(リアルタイム)市場から供給されることが多い。

北欧諸国では、手動による周波数応答(調整電力市場)の市場ルールにより、風力発電所も参加が許されており、デンマークでは風力発電所からのサービスが定期的に調達されている。

スペインでは、2016年から風力発電の需給調整サービスへの参入が始まり、2021年3月末までに、スペインに設置された合計27GWの風力発電容量のうち17.3GWが、インバランス管理サービスおよび3次予備力サービスの運用能力試験に合格できている。風力発電は、特に3次予備力サービスの貢献が高まっており、2018年の1時間当たりの参加量は、下方予備力が-1,911MWh、上方予備力が350.3MWhに達している。下方予備力については、2018年は14.4%、2019年は14.8%を風力発電が占めている。上方予備力については、風力発電の貢献は下方予備力より低く、2018年は4.8%、2019年は7.5%である。

### 6.3.2 調整/AGC/2次応答

風力発電所と太陽光発電所の両方で試験を行った結果、調整信号に対する応答が非常に良く、高速で正確であることがわかった。カリフォルニア州では、CAISO(カリフォルニア送電システム運用機関)で太陽光発電所に対して調整信号追従試験が行われ、太陽光発電は従来の発電よりも正確に調整信号に追従できることが示された(Loutan et al., 2017)。カナダでは、カナダ風力エネルギー研究所で行われた試験により、同様の上方調整と下方調整の性能が実証され(Rebello & Watson, 2019; Rebello et al, 2020)、またサービス提供による価値も実証されている(Rebello et al, 2019)。

周波数の二次制御は、上方調整と下方調整の両者を対称的に提供することが多い。風力や太陽光は稼働時に下方調整を行うことができるが、上方調整を行うにはこれらのエネルギー発電をあらかじめ出力抑制する必要がある。下方調整のみの提供を可能にすることで、風力や太陽光の発電がより多くのサービスを提供できるようになる。

米国コロラド州では、Xcel社がすべての風力発電所にAGC(自動ガバナ制御)の提供を求めている(Chernyakhovskiy et al., 2019)。図54は、余剰電力事象により抑制された風力発電所がAGC制御(周波数管理のための上方調整と下方調整)を開始する例である。

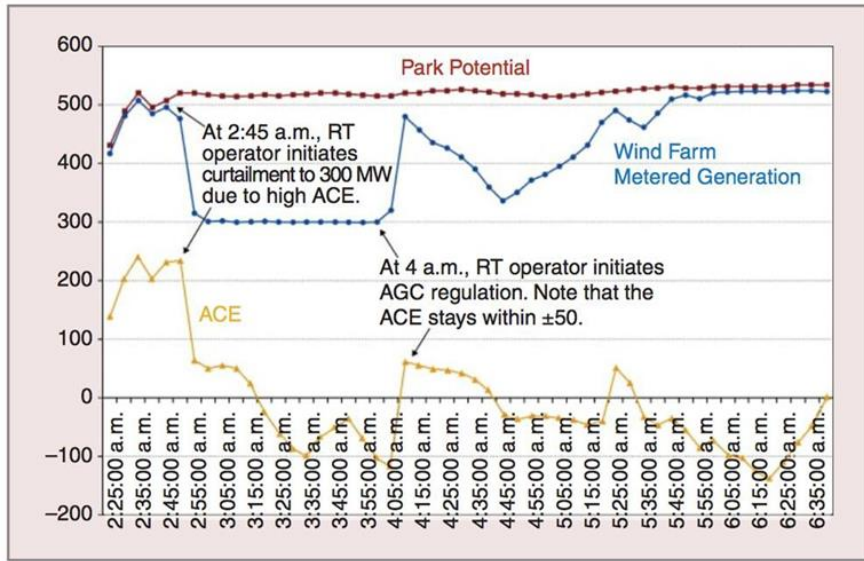


図 54 Xcel 社内内の風力発電所は、まず手動でブロック抑制を行い、その後 AGC 調整にかける。

Y 軸の単位は MW。最終的なエリア制御誤差は黄色で示されている。(出典: Drake Bartlett, Xcel)

### 6.3.3 風力エネルギーからの一次周波数応答

一次周波数応答(PFR)は、欧州では周波数制御予備力(FCR)に相当する。すべての周波数サービスと同様に、風力や太陽光の発電は上方応答(不足周波数)を提供するために事前抑制が必要である。風力や太陽光は、運用中はつねに下方応答(超過周波数)を提供できる。

このサービスはグリッドコードで必要とされることが多いが、サービス提供の対価として必ずしも報酬が得られるとは限らない。例えば、ERCOT、Hydro-Quebec、IESO は風力からの PFR を求めている。米国では、FERC(連邦エネルギー規制委員会)オーダー842により、風力や太陽光(およびその他の資源)が予備力をさらに出せると送電システム運用者が確信できるよう支援するため、新たに相互接続されるすべての発電機に PFR の提供能力が求められている。

欧州で FCR サービスを提供する風力発電所機能を、EU-SysFlex プロジェクトの実証機を例に図 55 に示す(Gomes et al., 2020)。

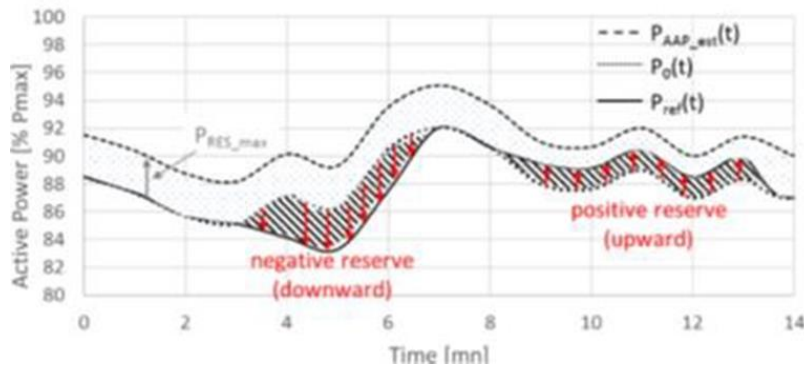


図 55 EU-SysFlex 実証機における風力による対称的な予備力供給の図

(出典: Gomes et al., 2020)

風力発電所を部分負荷運転モードで運転して系統支援サービスを提供するほか、風車のロータに蓄えられた回転エネルギーを利用して、周波数事象発生時の有効電力をすばやく増やして提供することもできる。風から得られるパワーよりも大きな有効電力を一定期間抽出することが、基本的考え方である。この間、当然、風車は減速する。制御が解除されると、風車の出力を元に戻す必要があるため、風車の出力は利用可能な電力レベルより低下すると考えられる。この回復期間を短くする方法として、解除を制限したり、風車の制御を変更したりする方法が検討されており、Sakamuriら(2017)により見通しが得られている。

### 6.3.4 風力発電による高速周波数応答

風力や太陽光の発電は、一般的な 5% 垂下特性よりも高速で積極的な応答が可能である。低慣性の場合には、より積極的な対応が必要である。このサービスは、(たとえそれが実際には慣性のような物理的な応答ではなく、高速な制御応答であったとしても)擬似慣性や合成慣性と呼ばれている。FFR とは、非同期式発電機が周波数の変化を感知して電力システムに有効電力を注入する能力のことである。風力の場合、FFR は、発電機からの運動エネルギーの抽出か、事前に出力抑制した風車からの出力増加のいずれかによって提供される(Denholm, 2019)。一次周波数制御と同様に、風力・太陽光発電がこれを提供することを認めることが望ましく、さらにそれに対して補償を行うことが望ましい。

北米では、2005 年から IESO と Hydro-Quebec が風力発電に高速周波数制御(合成慣性)を要求している。2015 年 12 月 28 日に Hydro-Quebec の同期システムで 1700MW の発電損失による事象が発生し、電力システム上で 59.08 Hz の周波数低下が発生した。高速の周波数(慣性)応答が求められる風力発電所の多くは、システム周波数の回復に大きく貢献した(Asmine et al., 2016)。カナダで周波数制御能力を強化する実証実験は、(Rebello & Rodgers, 2021)に報告されている。

米国テキサス州では、送電システム運用機関である ERCOT がシミュレーションを行い、一次周波数応答(PFR)よりも高速な周波数応答の便益を示している。ERCOT におけるこの高速の周波数応答は、大規模な産業用負荷によって提供され、システム周波数が 59.7 Hz に到達してから 0.5 秒以内に可能になる。低慣性条件下(強風、低負荷時)では、この高速応答の 1,400 MW は、PFR の 3,300 MW と同じ応答を提供する(つまり、高速周波数応答の 1 MW は、PFR の 2.35 MW と同じ信頼度効果を与える)。ERCOT は最近、FFR(59.85 Hz トリガーに 0.25 秒応答)という周波数応答サービス市場装備を追加導入した。風力と太陽光は FFR を提供する能力があるが、この新しい市場装備への参加資格は 2021 年 12 月までとなる。それまでは、蓄電池電力貯蔵(充電部分のみ)が唯一の参加対象資源となる。この制限は、発電資源からの FFR サービスを可能にするため、ERCOT 制御所ツールに必要な変更を行う時間を確保するためである(Matevosyan, 2019)。

アイルランドでも同様の高速応答能力が求められており、その能力は、高速周波数、一次、二次、三次の予備力時間枠を含む 2 秒から 5 分までの時間枠に対する性能試験で実証されている(EirGrid & SONI, 2017)。FFR サービスの金銭的インセンティブは、2 秒以内という要件よりも速い応答を促進することになる(0.15 秒以内の応答にはその 3 倍)。FFR システムのサービスは、2018 年からアイルランドのシステムで稼動している。ただし、高速応答を提供する風力発電機に加えて、太陽光発電所、エネルギー貯蔵、HVDC システム、デマンドレスポンスも同様の能力を提供することに留意すべきである(Karbouj et al., 2019)。

### 6.3.5 電圧支援サービス

風力発電は電圧制御を提供することもできる。送電システムに接続された風力発電所から定常電圧制御を調達することは既に最高水準にあり、例えばアイルランドで利用されている。しかし、配電システムに接続された風力発電所から電圧支援を行うことはまだ新しく、動的電圧制御を行うこともできる(Sun et al., 2019)。

風力発電は、風力発電所からの無効電力を制御することで、配電網の損失を最小化することに貢献できる。NetVindプロジェクトで現実的な60 kV配電システムモデルで行われた分析では、年間損失の約3%が削減されることが示されている(Das et al., 2017)。これに60/10 kV 負荷時タップ切換型 DSO 変圧器、150/60 kV 負荷時タップ切換型 TSO/DSO 変圧器を組み合わせると、図 56 のように基本な場合と比較して16%程度の損失低減が可能であることが分かる。

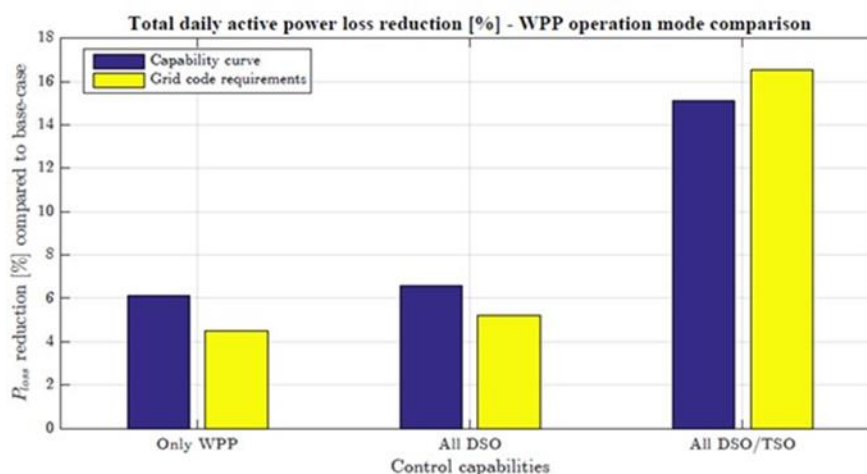


図 56 風力発電所からの無効電力を制御することによる有効電力の損失低減  
(出典: Das et al., 2017)

### 6.3.6 安定度支援のための新しいサービス

風力や太陽光が電力システムの全出力の大半を占めるようになる将来の電力システムでは、風力発電所に高度なアンシラリーサービスが要求されるようになる。また、風力発電所の一部をグリッドフォーミングコンバータとすることで、従来はシステムフォローイングインバータとして運用されていた風力発電所のシステム運用を可能にする。また、将来のシステムとして、ブラックスタートなどの回復サービスも検討されている。

#### 電力振動減衰

位相安定度に潜在的な問題がある場合、従来の発電所における系統安定化装置と同様に、風力発電所を電力システムの電力振動の減衰装置として利用できる。これらの制御機能を風力発電所に実装した場合の代表的な波形を図 57 に示す。



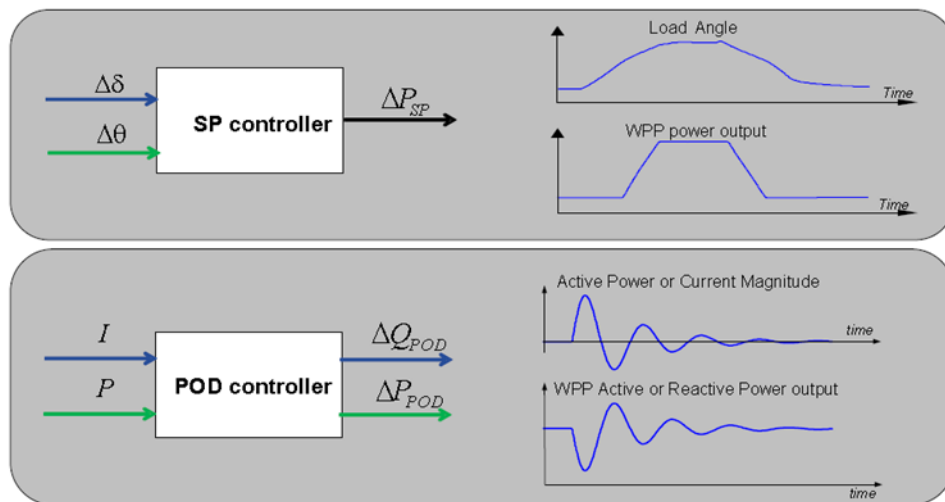


図 57 同期電力(SP)と電力振動減衰(POD)のための風力発電所の新しい制御機能の代表的な入出力波形の概要 (出典: Sakamuri)。

風力発電所は、有効電力や無効電力の出力を変調することで、減衰装置として使うことができる。電力振動減衰(POD)制御装置への入力は、一般的に電力システムの振動を反映した信号とすることができる。Hansen et al. (2015)では、電流の大きさと有効電力フローの 2 つの入力信号が用いられている。シミュレーションにより、風力発電所は POD 制御機能に貢献できるが、POD 制御パラメーターのチューニングが非常に重要で、入出力ペアの組み合わせと入力測定場所(リモートまたはローカル)に依存することが結論付けられた。また、複数の風力発電所が同時に POD を提供する必要がある場合、従来の発電所の電力システム安定化装置(PSS)があっても、風力発電所間で(TSOによる)協調した POD パラメーターのチューニングが電力システムの小信号安定化のために重要である。

### 同期化力

同期化力は、同期発電機群同士の負荷角を小さくするような同期発電機に内在する特性である。負荷角が大きくなりすぎると、同期発電機のトルクが低下し、システムが不安定になる。風力発電所からの同期化力とは、回転角が安全限界を超えて大きくなった場合に、風力発電所から電力システムに追加で電力を与えることで、電力システムの定常安定度を向上させようというものである。一般に、ロータ角度の変化は、負荷の変化で決まる。同期化力制御装置は、ロータ角または電圧位相角の偏差に基づいて、風力発電所の有効電力出力を増加させ、電力システム内の同期化力の不足を有効電力で補償する (Hansen & Altin, 2015)。

同期化力制御装置を設計する方法の 1 つは、2 つの同期発電機間のロータ位相差または 2 つの母線間の電圧位相差を入力信号(利用可能と仮定)として利用することである(Hansen & Altin, 2015)。Hansen & Altin (2015)で詳しく紹介されているシミュレーション結果によれば、同期化力機能は風力発電所で提供可能である。

### グリッドフォーミング機能

将来的には、コンバータが支配的な電力システムの安定度を維持するために、グリッドフォーミングインバータが必要とされる。このインバータは、風力発電機などの変動インバータ統合再生可能エネルギー源(VIBRES)から要請されることになる



(ENTSO-E et al., 2020)。

送電システム運用者が心配する点としては、故障レベルとみなされるほどの系統慣性の供給低下や故障電流の流入、さらには短絡比への影響などがある。これら 2 つの要素の組み合わせは、「系統強度の低下」という言葉に集約される。ENTSO-E ら(2020)が検討した、この文脈で懸念される 7 つの点は、以下の通りである。

1. 系統電圧の生成
2. 故障レベルへの貢献
3. 高調波に対する問題
4. 不均衡に対する問題
5. 慣性への貢献
6. 不足周波数時の負荷遮断の効果的な運用を可能にする系統存続
7. 制御上の有害な相互作用の防止

これらの重要な能力または動作特性は、IBR の導入率が 100%に近い状態で動作している場合でも、すべての動作条件(定常状態および擾乱状態)において安定した電圧、周波数、系統位相角を確保し続けるために、適切に提供し続けなければならない。これらの機能を電力システムでどのように活用するかについては、電力システムを形成する 7 つの特性のすべてではなく、一部を実現する設備はどの程度の効果があるか、電力システム形成能力の高い設備を 1 つ持つのと電力システム形成能力の低い設備を多数持つのではどちらが最適か、グリッドフォーミングコンバータに最低限必要な蓄積エネルギーは何か、その価値は普遍的なものか、それとも電力システムによって異なるかなど、まだ多くの知見に差異が残っている。(ENTSO-E et al., 2020)。

現在、設置されているシステム接続インバータの多くは、グリッドフォローイングリッドである。すなわちインバータは、系統電圧を位相同期ループで同期させる入力信号として計測する。インバータが既存の系統電圧に追従するように、何か別のものに依存して電力システムを形成する。リーダーの存在も必要なので、すべての系統接続された機器が追従できるわけではないことは、直感的に理解できる。グリッドフォーミングインバータは、正弦波波形を単独で生成(フォーミング)するため、他のグリッドフォーミング事業者に依存しない運用が可能である。また、擾乱への応答が自然に行われ、制御ループによる遅延がないため、より迅速な安定度サービスを電力システムに提供できる可能性がある(Hodge et al., 2020)。

この高速で自然な応答を提供する機能は、周波数安定度(擬似慣性)に関連して言及されることが多いが、電圧安定度にも関係している。しかし、高い短絡電流で動的に電圧を支援するためには、グリッドフォーミングコンバータもそれに見合った定格にする必要があり、コストが大幅に増加する。これは、常に必要な短時間の過負荷能力を持つ同期機とは対照的である。

グリッドフォーミングインバータは、脆弱な電力システムの管理や 100%VIBRES 発電の事象管理などが理由となって研究が行われている。グリッドフォーミング制御の実用化については、EU プロジェクト MIGRATE で研究され、現在 EU プロジェクト OSMOSE WP3 で実験中である。風車のグリッドフォーミングインバータによる基本的な機能は、英国での実証試験で実証されている(Roscoe et al., 2019)。

仮想同期機は、グリッドフォーミングコンバータ制御を実現する上での興味深いアイデアであり、実用化可能と考えられる。これにより、電力システムの動的特性をある程度維持したまま同期発電機を VIBRES に置き換えることができるため、移行がスムーズになり、運用戦略の大幅な変更を回避することができる。また、グリッドフォーミングコンバータ制御は、動的挙動に関する仕様を含む、より厳しい将

来のグリッドコードに対処するのに適している(Vrana et al., 2017a)。

### 洋上風力発電所からの復旧サービス

最新の風車は、ネットワークコードで規定されているブラックスタートや単独運転の要件の一部を満たすことができる(Jain et al, 2019; Martínez et al, 2018)。より大きなタービンを搭載した大型洋上風力発電所が陸上から遠く離れた場所で計画・開発されるようになり、HVDC 送電技術は現在普及している HVAC よりも勢いを増している。VSCを用いた HVDC 送電技術は、優れた電圧・周波数制御性能を発揮し、復旧時間の短縮に貢献するとともに、より安全で円滑な復旧作業を容易にする可能性がある。デンマークとアイルランドはすでに、それぞれノルウェーと英国との VSC-HVDC 相互接続をブラックスタートサービスに利用している(Elia, 2018)。

ブラックスタート対応の、またはグリッドフォーミングのタイプ4の風車(フル定格のコンバータを介した接続)を備えた HVDC 接続の洋上風力発電所により、急速な電圧出力増加を行い、安定した同期した並列運転を維持しながら電力ケーブル、変圧器、コンバータ、負荷の課題に取り組めると期待できる(Jain et al., 2018)。

HVDC 接続の洋上風力発電所が電力システムの復旧時にグリーンな(再生可能エネルギーによる)ブラックスタートサービスを成功させるためには、アレイ間ケーブルの通電による無効電力の要件に対応する必要がある。特に大型 HVDC 変圧器からの変圧器磁気突入電流に耐え、HVDC の電力輸出リンクへの通電後、最終的に陸上のブロック負荷に対応するために洋上の孤立システムを安定的に運用する必要がある(Aten et al., 2019)。

大規模なグリッドフォーミングの洋上風力発電所の場合、オフショアグリッドへの通電には、従来の一般的なハードスイッチ方式と、より複雑なソフトスタート方式がある(図 58 および図 59)。これらの方式には、方式の性質の違いによる意味合いもある。ハードスイッチ方式は大きな過渡電流を発生させることもあるが、通電シーケンスの構造が明確で、限られた大きさとなる。ソフトスタート方式は、過渡現象を小さくして通電プロセスを大幅に速くすることができるが、故障の検出と除去が遅れ、それに伴うすべての影響が生じる(Jain et al., 2019)。

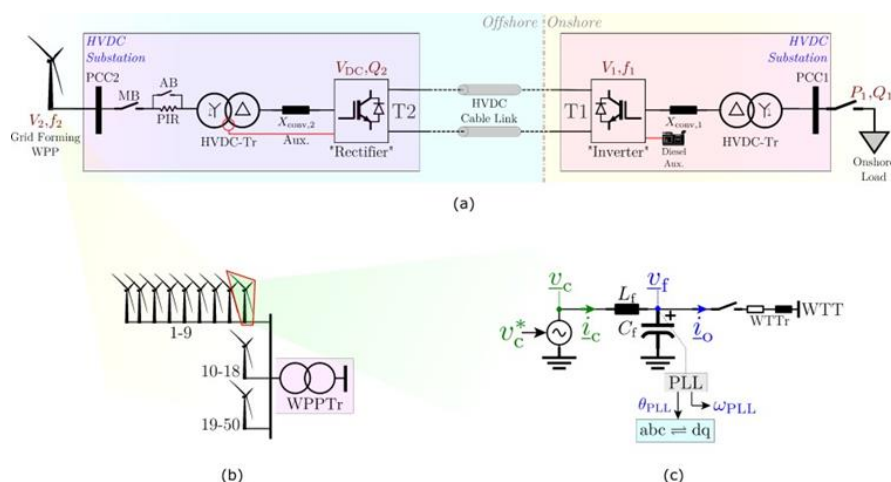


図 58 研究中の電力システム

(a) システム追従型洋上ターミナルとグリッドフォーミング陸上ターミナルを伴う一対一の HVDC リンク、(b) 部分的に集合化された洋上風力発電所を表したもの、(c) グリッドフォーミング風力発電機の電力システム側ネットワーク。(出典: Jain et al., 2021)

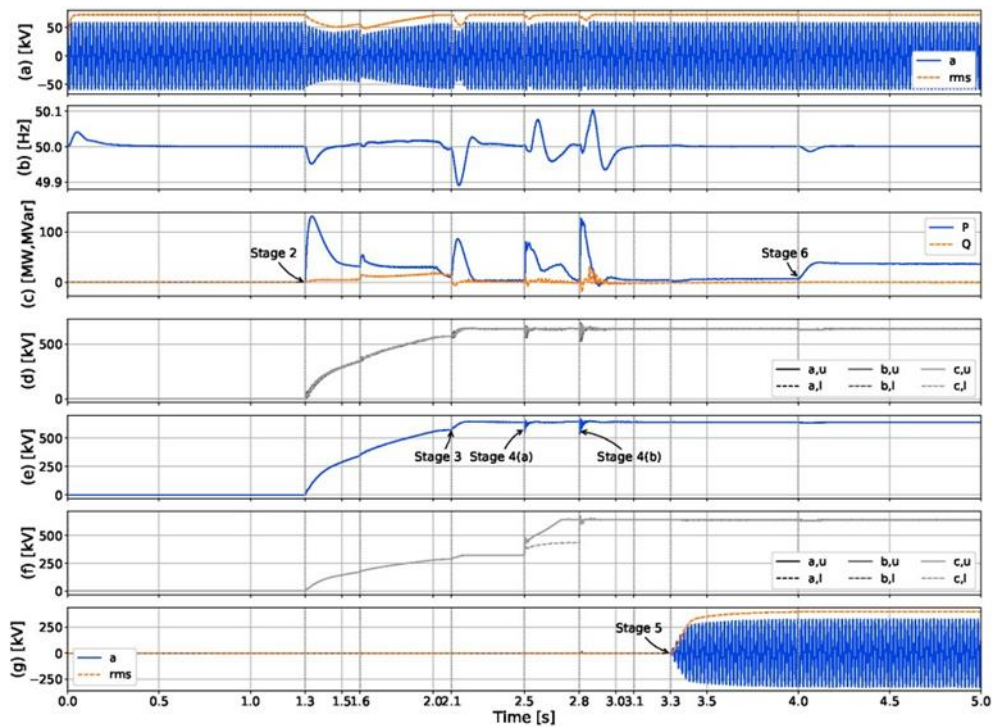


図 59 実証実験の結果例

(a) 風力発電所の電圧瞬時値(青)と実効値(オレンジ)、(b) 風力発電所の周波数、(c) 風力発電所の有効電力(青)と無効電力(オレンジ)、(d) 洋上のモジュール型マルチレベルコンデンサ電圧和(各相の上/下アーム)、(e) HVDC リンク電圧、(f) 陸上のモジュール型マルチレベルコンデンサ電圧和(各相の上/下アーム)、(g) 陸上 AC 電圧(瞬時値(青)と実効値(オレンジ))を示す。

(出典: Jain et al., 2021)

## 6.4 運用慣行: 電力システム

風力発電を系統運用で管理することが注目されている。風力発電の出力抑制の原因となるボトルネックを軽減するすべての施策は、風力の価値を最大化ことに貢献する。セキュリティマージンを決定するためのほぼリアルタイムの情報に加え、動的電力管理(移相変圧器、動的線路定格(DLR)、潮流制御装置)および無効電力管理(リアクトル/コンデンサ、同期調相機、STATCOM)を用い、既存の電力システムインフラを最大限に活用することができるようになっている。混雑管理は進化しており、配電システムに接続された資源から柔軟性を引き出す新たな方法が開発されている。

これらは、送電計画においても考慮できる。例えばアイルランドでは、ネットワーク計画立案段階において、DLR、高温利用、低弛度導体、潮流制御装置の導入など、既存のネットワークをより有効に活用するためのさまざまな施策が行われている。

また、風力発電所に接続許可を与える際にも、運用方法が参考になる。日本では、既存の電力網を最大限に活用しながら再生可能エネルギーを拡大する方法が、日本版「コネクト&マネージ」というコンセプトの中で提案された。

- 「想定電流の合理化」については、すべての電源がフル稼働する前提ではなく、実際の使用状況に近いシナリオで送電線の想定電流を算出し、その空容量を利用する。
- 「N-1 電力制御」では、故障時に瞬時に送電線への接続を制限し、緊急用として確保した容量の一部を使用する。
- 「ノンファーム型接続」では、送電線に空容量がある時は送電を可能にし、運転容量が不足するときは制限する(出力抑制を可能にする)ことを前提に接続を行う。

#### 6.4.1 混雑管理

混雑管理に用いられる柔軟性の手段は、コストのかかる改善策とコストのかからない改善策に分けられる。発電ユニットの再給電などコストのかかる改善措置は、ある混雑の上流側の出力を減らし、下流側の出力を増やすことでネットワークの混雑を緩和するために取られる。この措置は、給電を最適化せず、追加コスト(「混雑コスト」)を発生させる傾向がある。混雑緩和のための風力発電や太陽光発電の抑制は、このカテゴリーに含まれる。コストをかけない改善策としては、一部のネットワーク要素に手を加えて、メッシュ状ネットワーク上の電力フローを変化させる方法がある。柔軟な AC 送電システムユニット、移相変圧器、HVDC ラインの設定値の変更がこのカテゴリーに該当する。この柔軟性には、トポロジーの変更(送電スイッチの開閉、バスの分割・統合など)も含まれる。これらの対策は消耗品コストとなるが、その大きさは再給電のコストに比べればはるかに小さい。

ドイツでは近年、混雑による再給電の必要性が高い水準にある。2018 年は、出力の減少の合計が 8TWh 近く、増加が 7TWh 近く、予備力電源の利用が 0.7TWh あった。ほぼすべての日(354 日)に再給電の措置がとられ、稼働中の発電所と電力システム予備力のコストは約 803 百万ユーロに達した。2021 年には、ドイツの再給電プロセスが大幅に変更され、再生可能エネルギー発電者は、現在のようにリアルタイムの第 2 段階だけでなく、前日再給電プロセスの一部となる予定である。

イタリアでは、混雑時間帯の増加(年間最大 25%、特に南入札ゾーンと中央南入札ゾーンの間)に伴い、風力・太陽光の大規模発電の課題が見えてきている。2030 年には 1TWh に達すると予想される出力調整不能な再生可能エネルギーによる過剰発電の増加は、システムにさらなる負担をかける。また、電圧調整(無効電力)や周波数調整(回転慣性)を行う電源の利用も限られたものになると考えられる。緩和策として、南-北基幹システムへの投資(3.2 節参照)、さらには、有効電力管理(位相変換器、DLR)、無効電力管理(リアクトル/コンデンサー、同期調相機、STATCOM)への投資がすでに適用され、さらなる計画も行われている(図 60)。また、分散型電源の観測性向上だけでなく、120 個の位相計測ユニット(PMU)を設置した広域監視システム(WAMS)や自動トリップ装置、リアルタイムでの設定変更など、スマートグリッドソリューションも重要である。分散した資源を柔軟に活用できるような市場設計と同様に、尖頭負荷発電所や電力貯蔵への新規投資を分散させることで、送電混雑を緩和できる可能性がある。

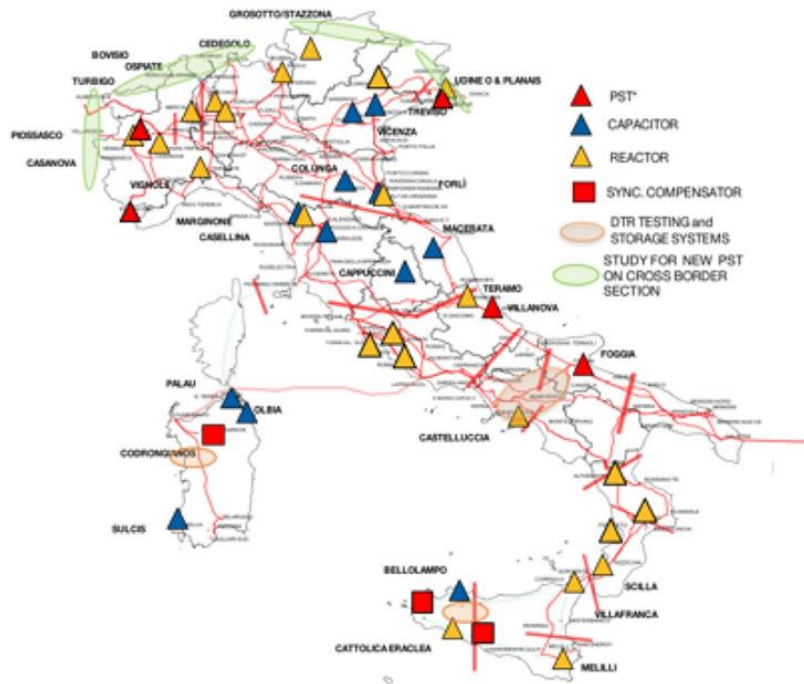


図 60 イタリアにおける有効電力・無効電力管理への電力システム投資の例  
DTR = 動的送電定格。(出典: Terna)

イタリアでは、混雑管理のための蓄電池による電力貯蔵の実証試験が行われ、市場で入手可能なさまざまな技術が試された。電力貯蔵システムの高速度応答性が、高圧システムの運用セキュリティの余裕を拡大する可能性が示された。このプログラムでは「小規模な」ソリューションを試験したため、渋滞管理という点では大きな便益は得られなかった。

最適トポロジー制御(OTC)は、再生可能エネルギーの統合を促進するための将来の運用方法として、さらに検討が進められている。変動性再生可能エネルギーの比率が高くなると、送電システムを最適化する価値が高まる。これは、Little et al. (2021)が学術的なデータセット、RTS-96 ネットワークについて、カリフォルニアのような風と太陽の条件で示したものである。図 61 は、Copper Plate 曲線(電力システムの混雑を見渡すベースライン状況として)、混雑管理を再給電に限定したベースネットワーク(OTC なし)、混雑管理の実践に OTC を統合したベースネットワークの 3 つの状況における総コストを比較したものである。再生可能エネルギーの量が増えると発電コストは低下するが、発電パターンの変更だけで混雑を緩和する(赤)よりも、電力システムの柔軟性を利用する(青)方が便益があることがグラフから分かる。この 2 つのバリエーションの年間生産コストの差は、より低コストのエネルギー電源が電力システムに含まれることで、4 万ドルから 6600 万ドルへと 18%以上変わる。



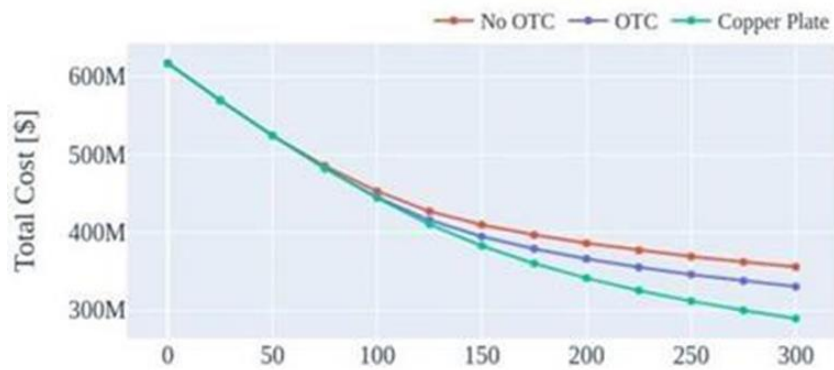


図 61 再生可能エネルギー量の増加に伴いトポロジー制御措置によって得られる総コスト。

X 軸: ベースケースと比較した風力発電容量の割合[%]。(出典: Little et al., 2021)

図 62 は、再生可能エネルギーの総出力が不足したり、電力システムの容量が不足したりして需要側に送電できないことにより、OTC なしで火力発電が強制的に需要を満たす時間に焦点を当て、OTC による風力発電の抑制効果を示したものである。このような状況下で、銘板定格のケースでは、すべてのシナリオで風力発電の出力抑制がゼロであることが示されている(利用可能なすべての再生可能エネルギー発電を使用することが最適解であるため)。一方、他の 2 つのケースでは、風力発電の出力抑制は電力網の制約のみによって生じる。電力システム柔軟性措置により、最大で 20% の出力抑制が可能である。風力発電を電力システムに導入するにつれ、グラフの曲線の差は大きくなっていく。

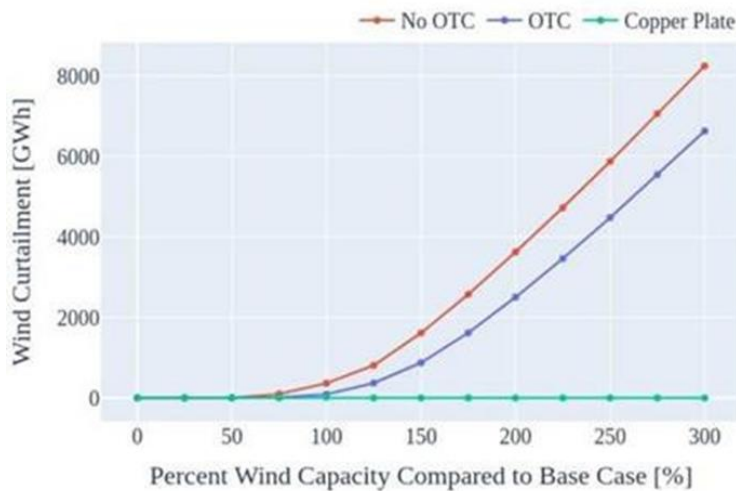


図 62 火力発電が稼働する全時間帯の風力発電出力抑制の総和

(出典: Little et al., 2021)

#### 6.4.2 送電セキュリティマージンと予測

フランスでは、決定論的および確率論的な気象予測を利用して、1 週間前にセキュリティマージンの大きさが決定されている。風力、太陽光、負荷のシナリオ(最大 15 日までの 50 通り)に、計画停電と計画外停電が組み合わせられる。これら数百の確率論的シミュレーションのシナリオに対して、動的制約を考慮した電力システ

ムの需給調整や取引が行われ、リスクレベルに応じて統計分析が行われている(図63)。このような計算からは、利用可能なマージン(上方および下方)、国際取引に関する「予測」、国同士の協調を伴う送電網ソリューションの効率的特定などの情報を得ることができる。

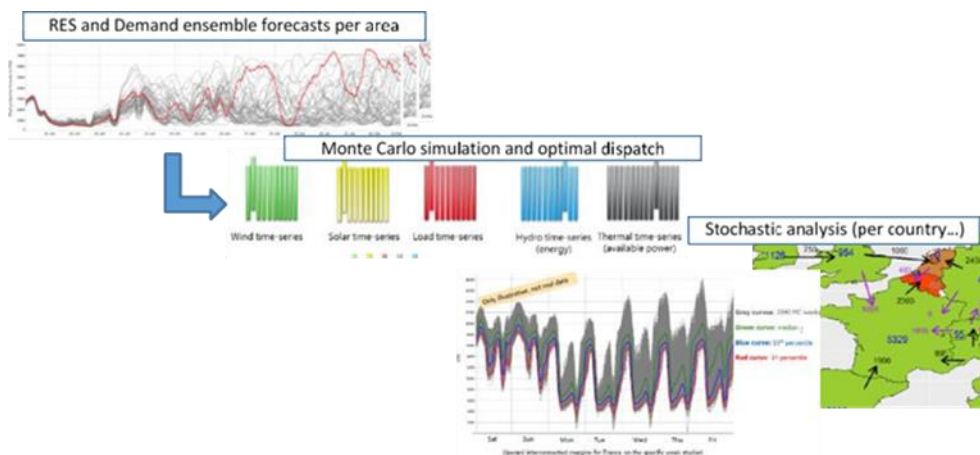


図 63 週毎のマージンの分析プロセスの図 (出典: RTE, France)

ドイツでは、系統セキュリティのリアルタイム計算や予測計算のため、入力データや不確実性に関する情報をシステム運用者に提供できるよう、予測方法を適応させてきた。フラウンホーファーIWES 研究所では、潜在的に入手可能な測定データ、および、ドイツ気象局(DWD)が電力業界向けに最適化した気象予測「ナウキャストイング」モデルを使って、ドイツの電力システムのノードにおける今後数時間から数日間の風力・太陽光出力の最大利用可能値、実績値、期待値を推定するモデルを構築している。TSOおよびDSOは、天候に左右されない明確な出力削減策を検討しながら、このシステムを活用している。

### 6.4.3 動的線路定格

架空線の送電容量の主な制限要因は、通常、熱的制約で決まる。静的線路定格は、電力システムがあらかじめ定義された最大導体温度を超えて運用されることがないようにするために TSO が伝統的に利用している手法であり、この定格に沿って季節の気象条件を利用して総電線の容量を決定する。これらの条件は、通常、架空線の実質的な送電能力を過小評価する。導体の熱バランスに最も影響を与えるのは風速で、次いで風向、さらには日射量を含めた周囲温度の順である(Duque et al., 2018)。風は風力発電だけでなくその地域の送電線にも吹くため、風による冷却効果によって、最も必要ときに送電線の容量が増えることになる。そのため、潜在的な送電混雑を減らすために、運用型動的線路定格(DLR)分析ツールがますます利用されるようになっている(Fernandez et al., 2016)。

欧州の連系システムに対する DLR の便益については、Kuwahata et al. (2019)が大まかな分析を行っている。また、国境を越える電線について 1 時間ごとにバックキャストした DLR を評価したところ、通常、90%の確率で 10~20%の容量増加が期待できることがわかった。

イタリアでは、TSO である Terna が、導体上で直接測定を行う複数径間の架空線向けのモデルを運用している(図 64)。このモデルは、実際の気象条件(風力、太



陽、周囲温度)を考慮し、送電線の各単一径間における実際の導体温度を評価する。送電線の DLR に対する天候の不確実性の影響は、モンテカルロ手法で評価する。その際、送電線の近くで実際に発生した天候の予測誤差に基づいて調整された確率分布関数を用いる。負荷や温度の違いによる隣り合う径間の力学的相互作用については、電線の複雑な径間力学モデルがある。イタリアの既存の 400 kV および 150 kV の架線に関連するいくつかのケーススタディは、定常状態の定格が極めて予防的であることを示している。動的な電流容量は、季節(夏場は増加率が高い)、電圧階級(送電線は増加率が高い)により、定常時の計算値より 3 分の 1 から 3 分の 2 程度高くなる。リアルタイム運用のため、ツールで評価された動的定格が最大電流モードで採用され、TSO が N および N-1 セキュリティ分析および最適潮流の入力としてこれが用いられている。

DLR を適用した場合、局所的な混雑による風力発電の出力抑制が大幅に軽減される。南イタリアの大規模風力発電所の近くにある 2 つの 150 kV 副送電線における風力出力と出力抑制の年次推移を見ると、2012 年 9 月から適用された DLR 手順(図 64)のおかげで、送電線の実定格が体系的に十分活用され、出力抑制された風力出力は前年に比べて 1 桁も減少していることが分かる。2013 年の出力抑制された年間総出力は、2012 年と比較して、一方の送電線で 95%、もう一方の送電線で 70% 減少した。その後、2 つ目の送電線の設備容量が 12% 増加したにもかかわらず、出力抑制は 2013 年の水準を下回ったままであった。

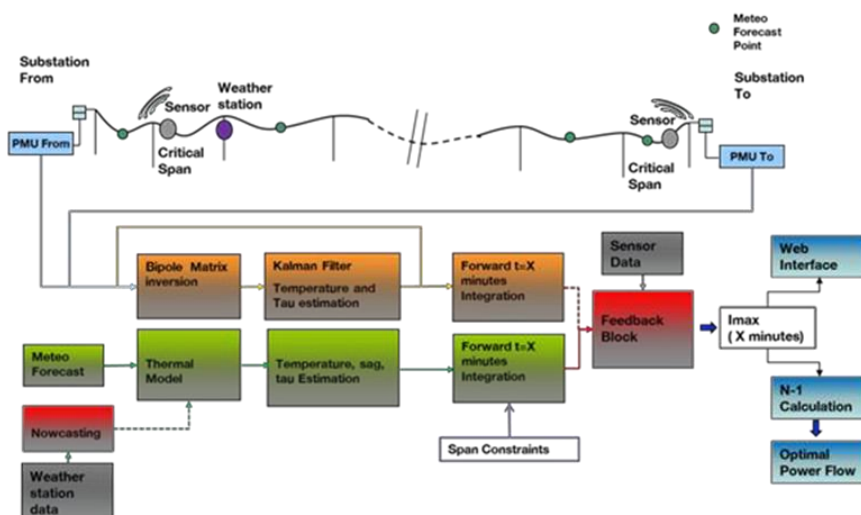


図 64 Terna が採用した動的線路定格のシステム構成 (出典: Terna)

ポルトガルでは、2016 年の電力システムデータや気象データに基づく DLR 解析により、風力発電の潜在力が高い地域では約 66% の時間、太陽光発電の潜在力が高い地域では約 82% の時間、DLR 電力容量値が設計限界を超えていることが示された(図 65 および図 66 参照)(Couto et al., 2020)。

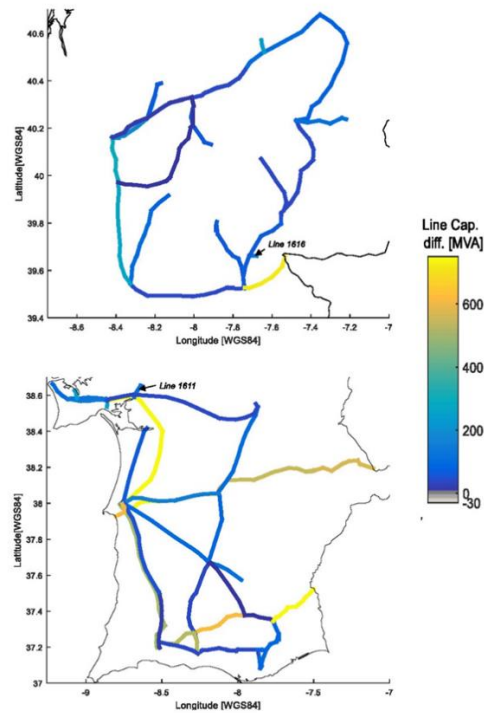


図 65 ポルトガルにおける(上)風力発電が多い地域と(下)太陽光発電が多い地域の送電容量の違い。

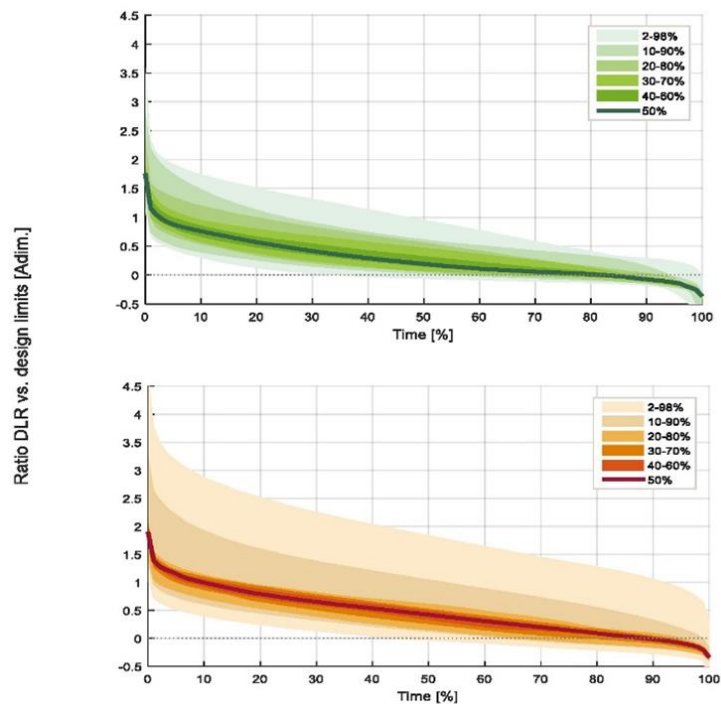


図 66 (上)ケーススタディ A(風力発電が多い)と(下)ケーススタディ B(太陽光発電が多い)に関し、DLR 解析と設計限界との規格化した比率。

色は送電線の百分率(緑およびオレンジ色のスケール)、横軸は1年間の時間割合を表す。ポルトガルの例。

ドイツでは、できるだけ少ない数の気象測定所で、電力回路に沿った関連気象パラメーターの高精度化を可能にするための2つの異なる方法が分析された。一つは、個々の回線に着目し、気象学的に生じるボトルネック(いわゆるホットスポット)を想定した送電線に沿って特定し、そこに気象観測局を設置する方法である。もう一つの方法は、電力網エリア全体を把握し、そのエリア内のできるだけ多くの回路に適した代表的な測定箇所を特定する方法である。これらの手法の開発と検証のため、最適化アルゴリズムの入力として、地球上と衛星上のさまざまな気象観測データとモデルデータが使われている。2つの方式については、気温、風速、日射量がわかっている場合、送電線の長さや地域の地形によって、どの程度の便益が得られるかが調べられている。その結果、いずれかの方法を用いた場合、最大で75%の時間で、約20%高い容量で回路を使用できることがわかった。個々の回路では、50%以上の増加は何度も可能だが、そのような増加は、他のすべての電力システムアセットに適合している必要がある。これら新しい手法の一部は、すでにネットワーク運用で使用されており、その適性が証明されている(Dobschinski & Kanefendt, 2020)。

#### 6.4.4 送電システム運用者の調整

TSO が送電混雑解消や電力システムの需給バランスを取るために用いる柔軟性の手段の多くは、配電レベルに接続されている(分散型発電や需要側管理など)。分散型再生可能エネルギー(特に太陽光発電やプロシューマー)の増加に伴い、TSO と DSO の間の混雑管理や需給バランスの調整に、より焦点が当てられることとなる。

DSO は、分散型柔軟性電源の応動が自らの制御の範囲外となると配電システムのセキュリティが損なわれるのではないかという懸念を表明している。さらに、DSO は、配電網への投資を回避または遅延させるために、これらの新しい柔軟性電源を自らのニーズに合わせて利用することを計画している。しかし、ローカルな柔軟性の利用をローカルな電力システム管理に限定することは、国(および欧州)レベルでの需給調整の機会に関して大きな損失を意味することになる。需給調整は、電力システムの安全な運用(ひいては電力の安定供給)を確保するために不可欠である。ゾーン内の需給バランスからローカルな需給バランスに切り替えると、理論的には需給調整コストが高くなる。広域で最適値を達成することは、局所最適値の合計よりも常に優れているからである。

これと並行して、他の参加者も地域の柔軟性を活用することを模索することができる。これは、国内市場(あるいは欧州市場)、例えば、欧州のスポット市場や将来の予備力共有プラットフォーム(TERRE や MARI)において、価値を高めようとするアグリゲーターの典型例である。現在、その影響はかなり限定的であるが、電気自動車や自家消費の大規模な発展により、おそらく増加すると予想される(RTE-Avere, 2019)。さらに、アグリゲーターの発展は、市場関係者に新たな需給調整の機会を提供し、すべての消費者の便益のために需給調整コストを削減することになると考えられる。

重要な問題は、ローカルな混雑管理と、需給調整を行う事業者が提供するものへの効率的かつ柔軟なアクセスのバランスを取ることである。TSO と DSO の間では、地域外の参加者による分散型柔軟性へのアクセスを制限することなく、配電網の安全な運用を確保するための協議が進められている。その共通の行動のための一般的なガイドラインが、2019年にTSO と DSO によって発表されている(TSO-DSO, 2019)。フランスでは、RTE がフランスの主要 DSO である Enedis と連携し、管理しきれないほどの地域混雑を誘発することなく、需給調整のために配電網の手段を利用できるようにする技術的手段を調査している。この点、フランスは TSO – DSO 間の電圧

階級の境界が欧州の中でも特殊なケースである<sup>訳注</sup>。これは、他の欧州諸国の配電システムとみなされるネットワークの一部を RTE が運用することを意味する。

EU-SysFlex では、配電システムに接続された有効電力と無効電力の供給を調整し、市場志向と社会厚生に基づいた TSO の要求に対応するための柔軟性ハブプラットフォームが開発された。また、柔軟性ハブは、配電システムに接続された再生可能エネルギー電源の過渡応答(電圧と周波数)を匿名かつ集号的に特性評価するためのデータ交換プラットフォームとしての役割も担っている。この役割を満たすために、配電システムの動的等価性を実現させるモジュールが開発され、これにより特性を毎年更新し、それを TSO がさらに検討できるようになった(EU-SysFlex D6.3, 2019)。

6.5.1 節で述べるように、ローカルな柔軟性市場も出現している。

## 6.5 運用慣行:市場設計

運用慣行によって、電力システムにおける変動性再生可能エネルギーのシェアを拡大することができ、余分なコストの削減が運用のタイムスケールで見えるようになる。運用慣行を変える手段のひとつに、市場がある。本章では、システム運用者と風力発電所事業者の両方の視点から、市場設計のための課題を示す。風力発電や太陽光発電のシステムサービスを可能にする市場設計は、システムレベルでの便益だけでなく、市場環境において風力発電や太陽光発電の新しい収入源を提供する。不足時の価格を高く設定する市場設計は、コスト回収に役立つだけでなく、余剰と不足の両方の状況に対処するためのデマンドレスポンスやその他の柔軟性に役立つ。

### 6.5.1 変動電源比率の高い電力市場の課題と解決策

風力や太陽光の比率が非常に高い(そして従来型の出力調整可能電源の割合が低い)に加え、需要側などの分散型資源による柔軟性を加えることや、スマートエネルギー部門とのつながりを考慮した市場設計が必要である。配電側の大量の資源による複雑性も増すものと予想される(EU-SysFlex D3.2, 2020)。

欧州の主要な市場課題には、(1) メリットオーダー効果とミッシングマネー問題、(2) エネルギーおよびアンシラリーサービス市場への新しい小規模変動性設備の統合、(3) 効果的な二酸化炭素排出市場の設計、(4) (分散型)柔軟性資源の価値の最大化、(5) 汎欧州市場のさらなる調和と新興の地域エネルギー市場の調整を含む異なる市場区分の地理的統合(Strbac et al, 2021; <https://traderes.eu/>)が含まれている。

米国の独立送電システム運用機関(ISO)／地域送電機関(RTO)による市場設計に関する課題と研究機会の優先順位付けが行われた結果、次の点が示された。

1. 信頼度サービスおよび運用の柔軟性に対するインセンティブの付与
2. 卸市場業務における新技術・新製品の統合
3. 資源アデカシーと電力システムのレジリエンス
4. エネルギー価格形成

---

<sup>訳注</sup> フランスでは DSO が管轄する電圧階級は 20 kV 以下であるのに対し、他の多くの欧州諸国では DSO は 110~150 kV の電圧階級まで管轄している (参考: Eurelectric: Power Distribution in Europe Fact & Figures, 2013)。なお、日本では高圧配電線路は 6.6 kV が一般的であり、特別高圧配電線路は 35 kV 以下であるため(参考: JEAC 9701-2019『系統連系規程』)、欧州のフランスを除くほとんどの国では、配電システム運用者(DSO)が管轄する線路には、日本での「送電線路」に相当する電圧階級も含まれることに注意。

5. 送電・配電の協調と卸・小売の相互作用
6. 送電の拡張計画と金融的送電権

風力発電の導入に関連する項目は、容量クレジット方式、最低売入札ルール、運転予備力ルールである(Sun et al., 2021)。

市場は、以下の措置によって変動性再生可能エネルギーの大規模な統合を促進するため、徐々に適応している。

- **急速に共最適化したエネルギーサービス市場とアンシラリーサービス市場を予備力の動的設定での適応(Riesz et al., 2018)。**大量の柔軟性予備力が必要で、その配置に不確実性がある場合、ローリング最適化が有効である。これにより、発電所の現状と現在の電力システムのニーズに基づいて最新のディスパッチを行う。
- **柔軟性へのインセンティブ付与。**デンマークでは、TSOである Energinet が、市場ベースのソリューションによる柔軟性にインセンティブを与えるために、いくつかの対応策を挙げている。(1) 柔軟な決済(1 時間ごとのデータを提供する電力メーターの普及が必要)、(2) 市場におけるアグリゲーターの役割の導入、(3) 需要の柔軟性、(4) 価格上限の引き上げ、(5) 予備力市場の結合。
- **送電容量割当の市場設計への反映。**システム管理の実態と市場関係者の認識との乖離を回避する。TSO は、潮流制御装置、再給電、さらにはトポロジー制御を使用して混雑管理を行い、ほぼリアルタイムで電力システムのセキュリティを確保している。電力市場の枠組みへの統合は、市場アルゴリズムにもたらす数学的複雑性が增大するため、不完全なままである。フランスでは、TSO である RTE が、セキュリティの観点だけでなく経済的な観点からも、システム固有の変動性が高まるとの理由で、これらのツールの便益を強調している。「フレックス・イン・マーケット」設計は、Elia(2019)が欧州の市場結合に提案したものであり、再給電の措置を市場結合に統合し、物理的制約に沿った潮流制御を市場がよりよく行うことで、欧州レベルの電力システムをより効率的に利用できるようにする。
- **より迅速に応答できる予備力やその他の新しいサービスの導入。**これは 2016 年にアイルランド、2020 年に米国テキサス州(ERCOT、FFR 設備の応答時間 0.25 秒)、イタリア(起動後 1 秒以内に予備力の高速度実証双方向サービス)、北欧電力システム(FFR 応答 1 秒以内)で実施された。アイルランドでは、16 時間までの様々な時間軸での出力変化マージンサービス(RM1、RM3、RM8)が開始されている。電圧擾乱に対応するための動的無効電力応答と迅速な擾乱後の有効電力回復サービスは、紹介されてはいるものの、調達はされていない。アイルランドでは、性能、連続応答、高速応答、供給の向上、場所に関するニーズを定義するため、例えば電力システムの強いニーズがある時間帯における時間的な供給不足に基づいて商品スカラ<sup>訳注</sup>が組み込まれている。英国のナショ

---

<sup>訳注</sup> アイルランドの TSO である EirGrid は、「DS3 System Services Scalar」という定量的指標を定めており、このスカラ指標は、特性、不足、商品、量の 4 つのカテゴリに分類される。例えば商品スカラには FFR 高速応答、有効電力を伴わない SSRP(定常状態無効電力)の供給、予備力を伴う SIR(同期慣性応答)などがある。(参考: EirGrid: DS3 System Services Scalar Design)

ナルグリッド ESO は、将来の市場やサービスへの道筋を示すプロセスを導入している。安定度パスファインダーは、国の慣性やスコットランドでの短絡レベルのローカルなニーズに対するものであり、制約管理パスファインダーは、ネットワークの制約問題を解決し、需給調整コストを削減するものである(<https://www.nationalgrideso.com/future-of-energy/projects/pathfinders>)。

- 風力・太陽光発電を従来型電源と同じように取り扱うこと。特に、これらの資源の市場への入札方法は、価格の結果に影響を与える可能性がある。米国では、市場の効率性を高めるために、市場分野での取り組みが進んでいる。その一例として、SPP 市場エリアでは、風力・太陽光発電が、全体のより正確で経済的な運用を可能にするために、前日市場の予測出力を一定レベルで提供するように求めることを検討している。SPP はまた、特定の地域で混雑やネガティブプライスを増大させている過度に不利益な風力発電の提供を受け付けられない緩和策を検討している(<https://spp.org/documents/60323/hitt%20report.pdf>)。

### 市場設計の効率に影響を与える配電システムのパラダイムシフト

配電システムの役割は、これまで市場設計者によって軽視されることが多かったが、市場設計の効率性に根本的な影響を及ぼし始めている。ローカルな柔軟性を実現するさまざまな実験が展開され、パラダイムシフトの一例となっている。

- 完全に分離された配電システム市場と送電システム市場(例：英国の Piclo Flex)
- DSO と TSO のみが購入可能な市場(例：ドイツの EN-ERA)
- 立地入札を用いた DSO と TSO の間の共通プラットフォーム(例：オランダの GO- PACS)
- DSO、TSO、発電事業者、消費者に開かれ、既存の市場とリンクした市場(例：Nordpool の NODES)

### 6.5.2 風力発電の統合を可能にする市場設計

風力発電や太陽光発電は、より広いエリアをカバーし、少量の電力でも入札できる迅速な市場や、コストを反映したインバランス支払いなどのための市場ルールの整備により、変動する出力に最も見合った価値を得ることができるようになる。また、変動性電源に対する補助金制度も、市場運用を反映したものに整備する必要がある(Market4RES, 2016)。

市場設定において、インバランスコストの削減により風力エネルギーの価値を高める方法として、入札(市場閉場)から受渡までの時間の短縮や、集合化された風車・発電所、確率的予測を利用した予測入札戦略などがある。また、需給調整商品の入札により、特定の時間帯に副収入を得られる可能性もある。

風力発電や太陽光発電が需給調整サービス、周波数制御、その他の重要な信頼度サービス(アンシラリーサービスの用語としてより適切)を入札できるようにするには、サービス用の市場平常時間(欧州では 1 時間前など)の短縮、入札金額の低額化、(上方調整と下方調整とで対称的な入札ではなく)下方調整の個別入札の可能化、と



いった市場設計の変更が必要である。

どの電力システム支援サービスを必須要件とし、どれを報酬対象とするかは現在も議論が続いており、市場ベースの対策がトレンドとなっている。風力発電所にアンシラリーサービスを提供する機能を持たせるためにはコストがかかることを考えると、これは風力発電業界にとって良いことである。これらのサービスに対する市場の継続性を確保し、新たな市場参加者(再生可能エネルギー事業者、電力貯蔵事業者、需要側の応答)が競争的かつ非差別的にサービスを提供できるように、製品設計の仕様や調達ルールを適合させることが重要である(図 67)。

### The ten commandments on balancing markets: Key design features

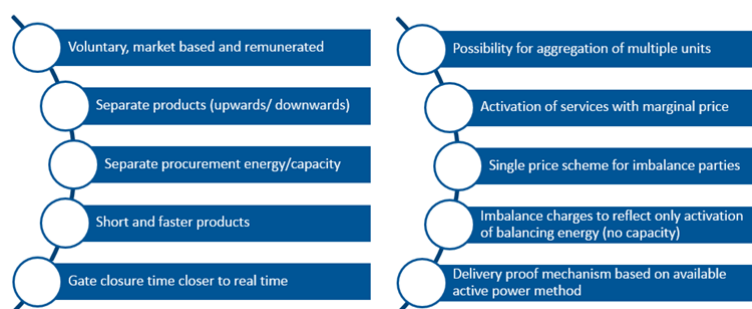


図 67 より競争的で効果的な需給調整市場を実現するための市場設計に関する 10 の提言 (出典: WindEurope, 2016)

ポルトガルの風力発電事業者の市場運用の例では、こうした対策を講じることで、風力の市場所得が仮説の「完全予測」に近づくことが示されている(Algarvio & Knorr, 2017)。これにより、風力発電への投資に対するインセンティブが必要なくなることになる(図 68 参照)。

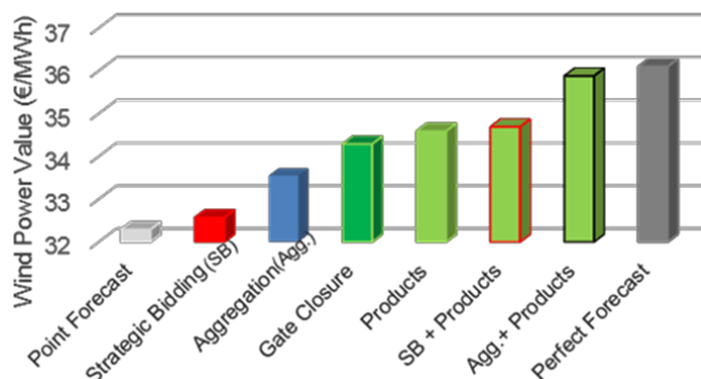


図 68 確率的予測に基づく戦略的入札(SB)、集合化(Agg.)、市場閉場の短縮化、需給調整商品など、風力発電の市場価値を高めるさまざまな方法 (出典: Algarvio & Knorr, 2017)

#### 6.5.3 風力エネルギーの市場価値を高めるには

(前日)電力市場で売ることによる風力発電の価値は、需要や価格が高いときにど

れだけ風力を使えるかだけでなく、風力がたくさん使えるときに価格が下がらないよう、余剰発電時にどれだけ柔軟性があるかにも影響される。将来の風力・太陽光発電を主体とした電力システムのエネルギーオンリー市場からのコスト回収は、まだ研究段階である。市場設定の変更は、風力発電事業者の将来の収入に影響を与え、風力エネルギーが電力システムに対して持つ価値を反映させることになる。

風力や太陽光のような限界費用ゼロの発電を電力市場に追加すると、それらが豊富にある時間帯の市場価格が抑制される(メリットオーダー効果)。これによって、すべての電源が市場価格を下げるが、風力と太陽光は同じ時間帯に出力が集中するため、より市場価格を下げることになる(共食い効果)。欧州では、デンマーク、ドイツ、ポルトガル、スペインなど数カ国で風力による価格への影響が報告されている(Strbac et al., 2021)。しかし、過剰設備も市場で価格が低くなる原因の一つである。米国では、天然ガス価格の低下により、風力発電以上に石炭や原子力を市場の外に追いやっている(Mills et al., 2020)。

図 69 は、電力システムにおける変動性再生可能エネルギー(VRE、風力および太陽光)のさまざまなシェアに対し、欧州全体の市場価値のファクターの例を示している(EU-Sys-Flex D2.5, 2020)。特に太陽光は、シェアが高くなると市場価値のファクターが急激に低下する。太陽光発電の市場価値のファクターは、VRE シェア 23% のときは 93% だが、VRE シェア 55% のときは 36% に低下する。これは、太陽光発電が日中に集中し、電力システムの限界費用が低下するためである。風力発電は日中により分散しており、陸上(洋上)風力の市場価値は、VRE シェア 23% の時に 97%(98%)、VRE シェア 55% の時には 76%(81%)までにしか下がらない。電化需要の柔軟性の一部がすでに「再生可能エネルギー意欲的」シナリオで考慮されているとしても、需要の柔軟性をさらに追加することで、風力や太陽光の価値やシステムの総コストが変わる可能性がある(EU-SysFlex D2.6, 2021)。

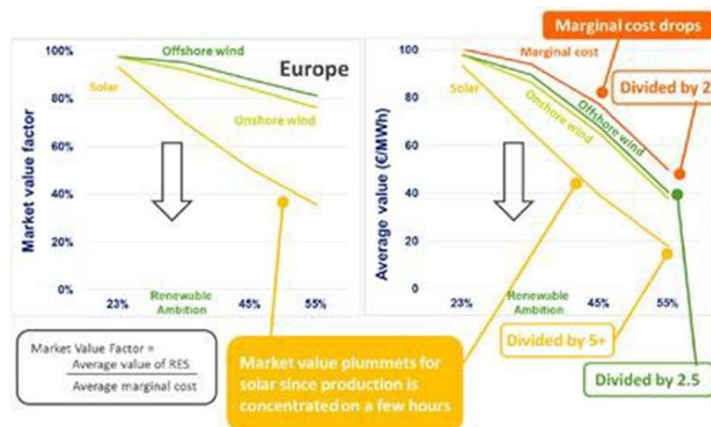


図 69 欧州の電力システムにおけるVREのシェアに応じた太陽光、陸上風力、洋上風力の平均値(€/MWh)(右)と平均市場価格に対する割合(左)

「再生可能エネルギー意欲的」シナリオによるVREシェア66%の場合。

(出典：EU-SysFlex D2.5, 2020)

デンマークでは、デンマークの TSO である Energinet が、デンマークの電力システムに VRE を大規模に統合するための柔軟性対策の重要性について調査を実施した。柔軟性対策として明示的に調査を行ったのは、火力発電所(石炭とガス)の柔軟性と、市場ディスパッチ型で柔軟性を供給できる国際連系線の数と容量である(DEA, 2018)。この研究は、電力システムの詳細なモデルによるシミュレーションに基づいて行わ

れた。その結果、柔軟性のある発電所や連系線が如何に次の点において貢献しているかが示されている。

- CO<sub>2</sub>排出量の削減
- 火力発電所の出力の削減
- 風力と太陽光の出力抑制の削減
- VRE(風力・太陽光)および柔軟性電源によるスポット市場価格上昇
- VRE および火力発電所の寄与マージン(収入からコストを差し引いたもの)の改善
- 消費者が適度に高いスポット価格を支払っても、社会全体としては経済的な余剰があること。

この調査では、電源の柔軟性と近隣諸国との送電能力の発展がなければ、デンマークが今日のようなレベルでVREを統合することは非常に困難であることが示された。柔軟性のある電源がない場合(シナリオ 2)、連系線容量が少ない場合(シナリオ 3)、柔軟性が少ない場合も組み合わせた場合(シナリオ 4=シナリオ 2+シナリオ 3)は、現在の柔軟なシステムと比べてステークホルダーが得る市場価格が低下すると考えられる。例えば、シナリオ 3 と 4 では風力発電の市場価格がそれぞれ 30%と 34%低下することになる(図 70)。

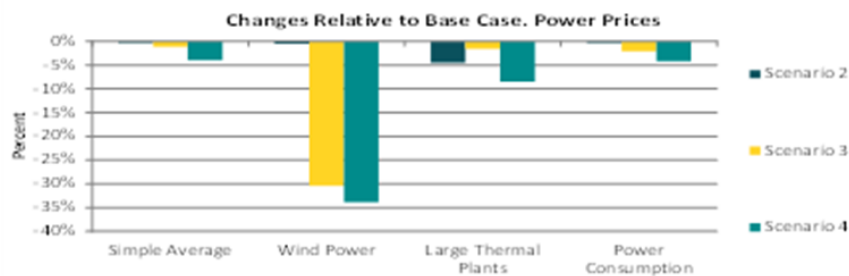


図 70 デンマークの柔軟性のない電力システムの市場価格の推移

より柔軟な需要(電化や熱・運輸・産業の各部門のスマートシステム結合など)が加わることで、この図式は大きく変わると考えられる。ただし、その新たな需要が、利用可能な余剰エネルギーを効率的に利用できるだけの柔軟性を有する場合に限られる。これが将来の電力市場価格にどのような影響を与えるか、デンマークの例を図 71 に示す。

## P2X CAN INCREASE THE VALUE OF WIND/ PV

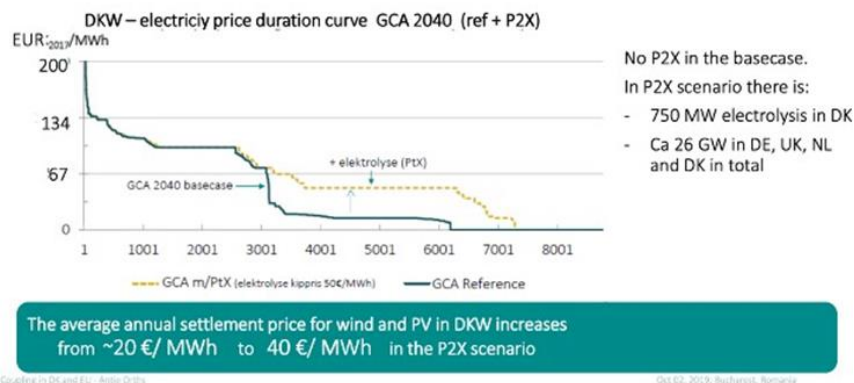


図 71 デンマーク西部(DKW)の価格エリアで将来の P2X (電力から X への転換)の電気分解がどのように余剰電力時間帯の低価格を改善するか例 (出典: Energinet)

### 6.5.4 エネルギーオンリー市場の収益充足率の向上

エネルギーオンリー市場では、発電所の収益性は電力量(kWh)の販売による収入の一部アンシラリーサービスの販売による追加分に依存する。限界費用ゼロの風力発電や太陽光発電の導入で見られたように、価格が低くなれば、発電事業者の収益性は市場から撤退するレベルまで低下する可能性がある。この収益の低下は、1年のうちで重要な時間帯に発電事業者の貢献が必要であるにもかかわらず発生する可能性があり、この問題は資源アデカシーにも関係する。

短期的には変動性電源が電力卸価格を低くする可能性が高いが、長期的にベースロード発電を減らし、ピークロード発電を増やすという発電ポートフォリオの見直しが行われれば、価格は回復することとなる。当然ながら、価格が安い時間帯と高い時間帯の両者が多くなる。つまり、たまに発生する高い価格は欠陥ではなく、特徴である。この価格シグナルがなければ、費用対効果の高いデマンドレスポンスは検討されない可能性がある。

限界コストと供給不足時価格に基づく理想的な短期電力市場に関しては、VRE と電気エネルギー貯蔵(EES)を含むすべてのユニットがコストを回収し、システム最適化で利益を最大化することが示された(Korpås & Botterud 2020)。このことは、調査したすべての技術や運用戦略の組み合わせに対して示されている。発電容量ポートフォリオ計画は最小コスト最適化問題として定式化されている。また、一般化された残余需要の持続曲線方式を用いて、出力調整可能な発電、VRE、EES の最適化条件に対し解析的な表現が得られている。エネルギーオンリー電力市場における各技術の最適な容量構成と収益性を決める根本的な要因を深く理解する上で、この結果は、残余需要の持続曲線モデルが VRE と EES のシェアが高い市場に関するより詳細なシミュレーション研究の補助として有用であることを示している。

CO<sub>2</sub>価格は、電力価格水準を高く保つために利用できる。図 72 に示すように、化石燃料による発電はほとんど残っていないが、貯水池水力発電が十分にある電力システムにおいても、CO<sub>2</sub>価格は平均価格に強い影響を与えることが示されている(Helistö et al., 2017)。

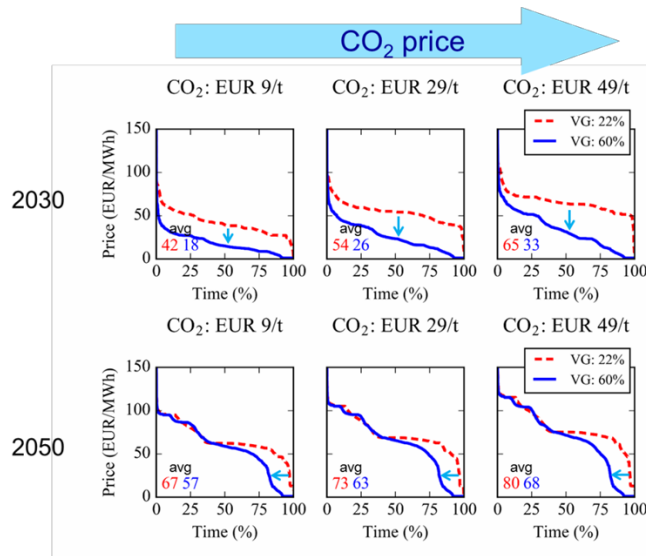


図 72 CO<sub>2</sub> 価格の上昇と変動性電源(風力・太陽光)のシェアの上昇の影響により設備容量がかなり過剰な 2030 年と、設備容量に余裕がある 2050 年のエネルギー専用市場価格の試算。(データ出典: Helistö et al., 2017)

供給不足時価格。ERCOT では、2014 年から動的な運転予備力需要曲線を導入し、一日中 LOLP に基づくエネルギー価格に価格を上乗せしている。運転予備力需要曲線(ORDC)を使うと、停電コスト(VOLL)と LOLP に基づいて、短期の運転時間で利用可能な全運転予備力容量を評価することになる。運転予備力が 2,000 MW 以下になると、図 73 に示すように、ORDC はエネルギー価格はメガワット時(MWh)あたり 9,000 ドルに設定された停電コストに自動的に調整される。予備力が 2,000 MW の閾値を超えていれば、停電の可能性は低く、エネルギー価格への影響も小さくなる。ここでの意図は、予備力が最低の緊急時予備力を下回ったときに、ORDC が限界容量の価格を最大で設定することである。ORDC およびそれが他の市場の電力不足時の価格設定とどのように異なるのかという点に関して重要なことは、需要曲線が(非常に低い価格ではあるが)通常の予備力をはるかに超えて伸び、エネルギー価格に常に何らかの上乗せがあることである。

### Operating Reserve Demand Curve (ORDC)

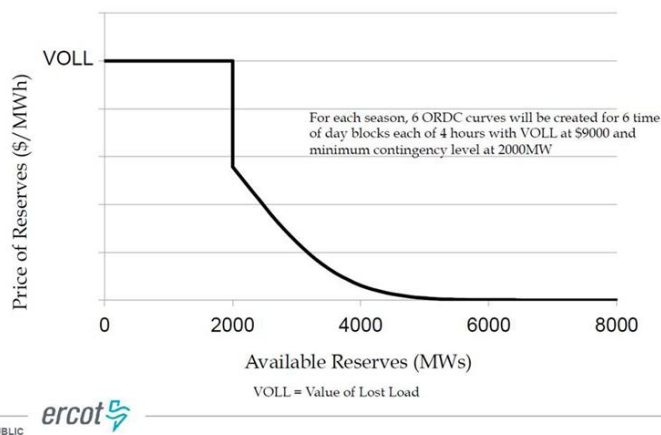


図 73 需給調整供給源への電力不足シグナルの提供



米国テキサス州の送電システム運用者 ERCOT が使用する運転予備力需要曲線  
(出典: Surendran et al., 2016)

ORDC の価格加算の結果、2019 年 8 月の一部の時間帯で最大 9,000 ドル/MWh のリアルタイム価格が発生した。2020 年の風力発電の追加導入と夏の冷夏により、供給不足時価格の事象は回避され、年間平均エネルギー価格は 2019 年の 38 ドル/MWh から 2020 年の 22 ドル/MWh に低下した (<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=46396>)。

電力不足の時間帯にさらなる需要柔軟性を確保する。長期的には、低価格のエネルギーが大量に手に入ることで、電化(既存の産業消費から電力への切り替えや新しい電力用途の開発)が促進されると考えられる。これらの新しい負荷が十分に柔軟であれば、出力調整ができない電源であっても、主に需要の柔軟性に基づいて価格形成が行われるような電力システムが実現できる。この現象は、価格高騰やゼロ価格期間の縮小に貢献し、投資家の財務リスクを軽減する。P2G ユニット(電気分解)は、そのような設備の好例である。例えば、低炭素の水素の生産と貯蔵を開発すれば、電力システムにさらなる柔軟性のあるソリューションを提供することができ、これは、VRE の比率が高い電源構成において特に興味深いことである(RTE, 2020)。

## 6.6 柔軟性

電力システムの柔軟性は風力発電の統合を可能にし、将来のシステムにおいて風力エネルギーの価値を高めるために非常に重要である。本章では、電力貯蔵、送電、デマンドレスポンス、熱の各部門による柔軟性を加えた結果や、さまざまな柔軟性の価値を比較した結果を紹介する。電力システム支援サービスを提供する電力貯蔵やデマンドレスポンスの能力と価値については多くの研究があるが、ここでは風力や太陽光の増加に関連する研究を取り上げる。また、柔軟性のアデカシーを評価する方法についても説明する。

### 6.6.1 将来の電力システムにおける柔軟性のアデカシー

柔軟性のアデカシーは、計画および運用の 2 つのタイムスケールにおいて、システム運用者にとって新たなテーマとなっている。電力システムにおいて、柔軟性とは、発電や需要の変動性や不確実性に対処する能力と定義することができる。

米国では、計画立案者が電力システムの柔軟性に対するニーズを決めるとき、柔軟性評価ツール InFLEXion の助けを借りている(EPRI, 2019)。柔軟性要件を決定する方法は、残余需要の変化に基づいている。柔軟性供給源がそのような要求を満たすのに十分であることを保証するためには、電力システムの運用を詳細にシミュレーションすることが必要である。算出される柔軟性指標には、「柔軟性不足期間」(統計分析に基づき、出力変化が必要量より少ない期間数)と「予想される供給不能出力変化」(満たすことができなかった出力変化の総量(MW))が含まれる。本章では、1 日や 1 年の内の時間帯別の指標と出力変化のニーズの計算に加え、計画立案者が柔軟性調査の結果をどのように解釈すべきかを説明する。

ポルトガルでは、TSO である REN が、発電システムの長期アデカシー評価に柔軟性評価を含めている。PS-MORA モデルは逐次モンテカルロ・シミュレーションに基づいており、制限された正味送電容量内での電力量と予備力のスケジューリングが含まれる。またこのモデルは、連系エリアの発電設備容量が予測される需要に対応するための性能指標(電力不足確率や供給不能電力量予測など)を推定するほか、



運転用ユニットの計画外停電や、再生可能エネルギーの出力と需要の短期的な変動に対処するために、利用可能な技術が十分な柔軟性を提供できるかどうかを評価する。電力貯蔵機能を持つ水力発電の比率が大きな電力システムで評価する上で柔軟性がとくに重要で、風力や太陽光発電など他の再生可能エネルギー電源の時系列とともに、さまざまな水文学的条件を網羅した最大40年間の過去の水文時系列を埋め込むことができる。このツールには、週毎・月毎に利用する水力発電を制限するモデルや、再生可能エネルギーの流出を最小限に抑える揚水発電のスケジュールを立てるモデルなどを含めることができる。このツールは現在、送電網設備の供給支障事象を表したデマンドレスポンスを含めたり、並列処理による高速な計算を可能にしたりするための改良が行われている。

国際再生可能エネルギー機関(IRENA)の FlexTool は、最適化モデルを用いて与えられた電力システムの柔軟性を分析し、システムが需要を満たす能力が不十分な時期を示す。入力データは使いやすさを重視し、シンプルにしてある。投資モードにおける柔軟性の欠如に対し、このツールを使って費用対効果の高い緩和策を見つけることができる。また、送電の制限や他のエネルギー部門に加え、デマンドレスポンスやエネルギー貯蔵による柔軟性も考慮できる。このツールは、複数のシナリオを並行して実行した後、結果の要約と詳細な結果を表す複数のシートと図を作成する (<https://www.irena.org/energytransition/Energy-System-Models-and-Data/IRENA-FlexTool>)。

EU のプロジェクト OSMOSE は、柔軟性評価において実際の市場運用を考慮する2段階のプロセスを目指している。まず、柔軟性の最適な組み合わせは、関連するすべての技術的制約と関連コスト(技術、ポテンシャル、「自然」負荷など)を考慮し、考慮した地域の社会厚生を最大化することによって、「完全競争」型需給調整を用いて研究することができる。この評価では、可能な中で最も高いゲインを示し、このゲインを基準に用いる。第二段階では、予測の不確実性、市場関係者(およびその戦略)、市場ルールなどを導入する。この不完全性の場合には完全競争型の方式よりも社会厚生が低くなるが、この基準を比べることで、電力システムや市場の設計者は主な改善点を判断することができる。この段階では、付加価値の共有方法も関連するようになる。これは、個々の利害を見極め、必要なルールの適応を効率的に進めるために不可欠な基準となる(OSMOSE D2.2, 2019)。

現在進行中のエネルギー転換は、どの程度の柔軟性が必要なのか、また誰がそれを提供すべきなのかという点に影響を及ぼす。既存のソリューションの中には段階的に廃止されるものもあるが、新しいソリューションのビジネスモデル全体は、柔軟性の提供(電力貯蔵やデマンドレスポンスなど)をベースにしている。Heggarty et al. (2019, 2020)は、誰が柔軟性を提供しているかを定量化するために、柔軟性ソリューション変調スタックと柔軟性ソリューション貢献度分布という2つの新しいツールを提案している。これらの周波数スペクトル分析に基づくツールでは、年、週、日のタイムスケールで個別に柔軟性の提供が定量化される(図74および図75)。このツールは、対照的な特徴を持ついくつかの地域の過去と将来の電力システムに適用されている。提案されたツールは容量拡大の計画立案者にとって特に価値があり、このツールを使うことで新しいソリューションの導入や、炭素税、発電、相互接続システムの容量の進化に伴う柔軟性供給の変化を定量化できるようになる。

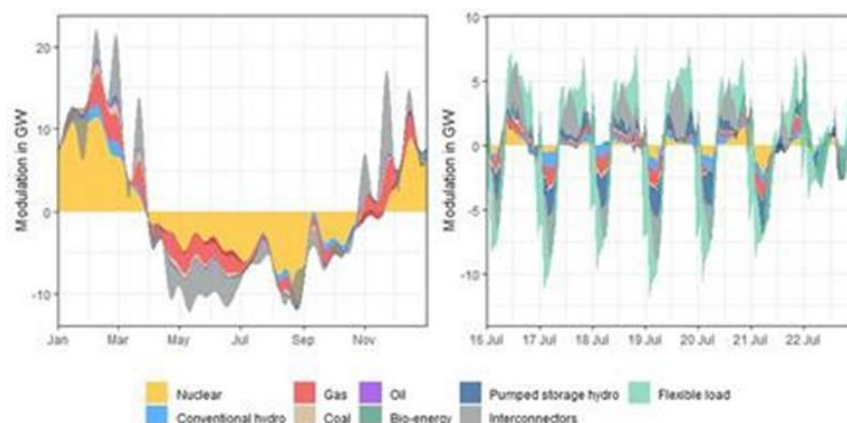


図 74 現在柔軟性を提供しているのは誰か？

2018 年のフランスの電力システムにおける年間(左)と日次(右)の柔軟性ソリューションの変化の内訳。柔軟性のある発電の変化は、ある技術による出力が平均よりどの程度多いか(少ないか)を表す。ある柔軟性電源のグラフが前の柔軟性電源のグラフを上回っている場合、この発電機の出力はその年の平均値を上回っていることになる。逆に、下回っている場合は、出力はその年の平均値を下回っていることになる。(出典: Heggarty et al., 2019)

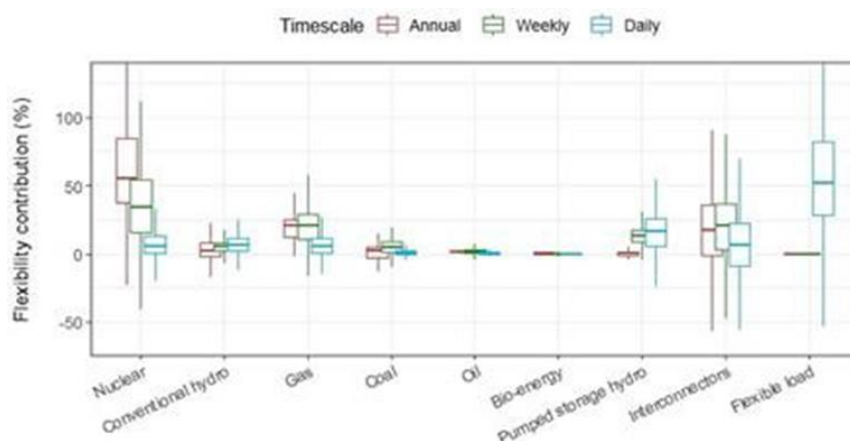


図 75 ソリューションは現在どのようにして柔軟性に寄与しているか？

2018 年のフランスの電力システムにおける年、週、日のタイムスケールでの柔軟性ソリューションの寄与分布(出典: Heggarty et al., 2019)

デンマークでは、2025 年以降、電力システムのアデカシーが損なわれそれに伴う電力料金の上昇が予想されるため、TSOである Energinet は、より長期的な柔軟性のニーズに応えるために、柔軟性を高めるソリューションを提供することに市場が貢献することを目指している(Energinet, 2020)。Energinet は、次の 2 種類の柔軟性を区別している(Orths & Hansen, 2019)。

- **運用柔軟性:** 再生可能エネルギー電源と消費は変動するが、エネルギーシステムにはある程度の安定度が必要であるため、セクターを超えた運用柔軟性の対策を行わなければならない。つまり、あるセクターの柔軟性のニーズを、別のセクターが満たすことが可能であることを意味する。規制や市場設計はこれを支援する必要がある。

- **資源柔軟性:** この柔軟性が必要であり、さまざまなセクターの燃料の種類や資源の間で価格に応じた動的な変化が可能でなければならず、そのためには適切な市場シグナルが生成されなければならない。

### 6.6.2 電力貯蔵を伴う水力発電による柔軟性

貯水池式水力発電や揚水式水力発電は大きな需給調整能力を持つが、当然のことながら地理的・地形的な制約を受ける。

北欧にある大規模な貯水池式水力は、欧州の視点では興味深い柔軟性供給源である。これを変動する風力や太陽光発電のための「グリーンバッテリー」として利用するのである。ノルウェーの水力発電を欧州の需給調整の供給源として利用するため、潜在的な容量の増加を基本として、電力市場シミュレーションに基づくいくつかの研究が行われている。ノルウェーの水力発電をグリーンバッテリーとして利用するための主な技術的障壁は、貯水池の貯蔵能力そのものではなく、ケーブルや発電機の容量の限界にある(Jaehnert et al., 2015; Graabak et al., 2017)。図 76 は、水力発電容量の増加に伴う水力発電用貯水池水位の変化がわずかであることを示している。

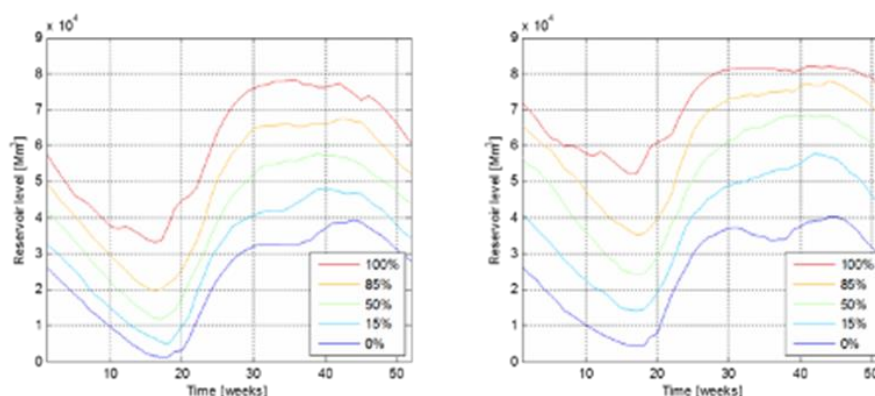


図 76 2020年(左)と2030年(右)のノルウェー水力発電をシミュレーションした週間貯水量を集計したもの

2030年のシミュレーションでは、11 GWの発電容量と5 GWの揚水容量+北海連系線が電力システムに追加され、欧州の変動性再生可能エネルギー電源に対応する需給調整能力を供給している。出典：Jaehnert, Korpås, Doorman (SINTEF/NTNU)。

需給調整の可能性を現実的に反映させたモデルが重要である。例えば、スウェーデンやノルウェーには600基以上の水力発電所があり、北欧の電力システムには約120 TWhの電力貯蔵能力があるため、需給調整のための柔軟性は非常に高い。しかし、同じ河川流域にある複数の発電所が、すべて水を貯めるための大きな貯水池を持っているわけではないので、水力資源の利用方法にも限界がある。価格や需給調整地域ごとの水力発電所は、より大きな地域のシミュレーションモデルを簡素化するために、集約することが多い。この資源の利用がより不安定になると、柔軟性の限界を捉えるために、より詳細な水力発電のモデルが必要になる(Blom et al., 2020)。ノルウェーでは、水力発電を詳細に記述し、短期変動と柔軟性をよりよく表現したモデルが、風力と太陽光のシェアが高いシナリオにおいて水力発電の揚水量に明らかな影響を与えることが示されている(Graabak et al., 2019)；図 77 を参照)。

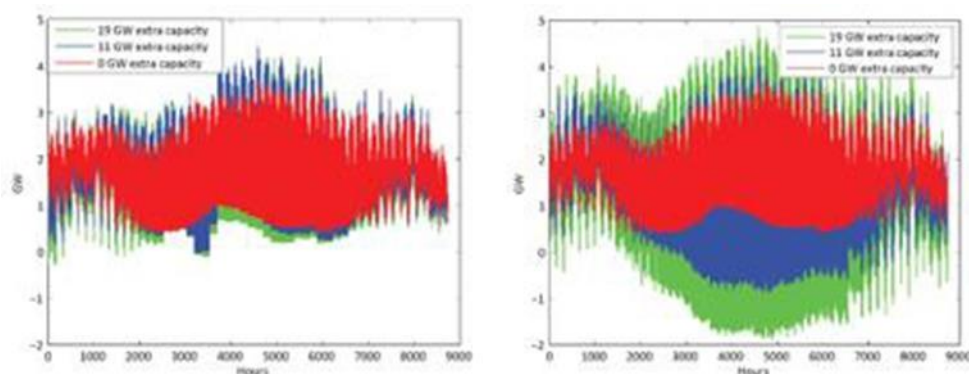


図 77 従来の電力市場モデル EMPS(左)と、短期的な確率性と柔軟性の利用をより適切に表現した新しい最適化モデル FANSI(右)を用いて、水力発電と揚水のシミュレーションを集計したもの

いずれも、欧州の再生可能エネルギー電源比率とノルウェーへの相互接続容量を増加させた 2050 年シナリオのシミュレーションの図(出典: I. Graabak et al., 2019, <http://hdl.handle.net/11250/2638897>)

NARIS では水力発電の柔軟性の便益が定量化されている(表 2)。この結果は、低コスト変動性電源シナリオの 5 分間ディスパッチモデルと、水力発電の柔軟性をすべて無効にした(つまり出力調整可能な水力発電機は各月の出力レベルが一定であると仮定した)同一シナリオの実行結果とを比較したものである。感度には米国とカナダが含まれているため、示された結果は北米大陸に対して集合化されたものである(Brinkman et al., 2021)。

表 2 NARIS の低 VRE コストシナリオでモデル化した 2050 年における水力発電の柔軟性の便益 (出典: Brinkman et al., 2021, 表 10, p.81)

指標	影響
コスト	現在の水力発電の柔軟性は、年間の運用コストを以下のように削減する。23 億ドル。これは、電力システムの発電コストの 3.0%に相当する。
出力抑制	出力抑制時には出力を減らし、必要時には出力を増やすという水力発電の柔軟性により、出力抑制率は 9.9%から 9.2%に減少している。 <sup>a</sup>
発電	出力抑制の減少により、化石燃料ユニットの出力は 22 TWh (1.6%) 減少した。これには、石炭発電の 4 TWh の増加、ガス発電の 26 TWh の減少が含まれている。 <sup>b</sup>
排出	柔軟性の向上により、このシナリオでは排出量を 1.3%削減できる。

<sup>a</sup> 感応度は米国とカナダのすべての水力発電に対するものであるため、ここで報告されている抑制量は米国とカナダの平均値である。

<sup>b</sup> 発電機の給電はコストの最適化であるため、柔軟性を高めると低コストの資源(この場合、燃料費の関係で石炭)を選択することになる。

イタリア、スペイン、ポルトガルでは、揚水発電の容量を増やすことが重要な柔軟性対策として認識されている。イタリアでは現在 22 箇所の揚水発電所があり(図 78)、最大発電容量が 7.6 GW、最大吸収(揚水)容量が 6.5 GW である。2030 年には、新たに +3 GW の蓄電容量を導入する計画もある。揚水発電のために南部地域で設置を行うと、イタリアにおいて柔軟性を最大限に高めることになる(Terna, 2018)。



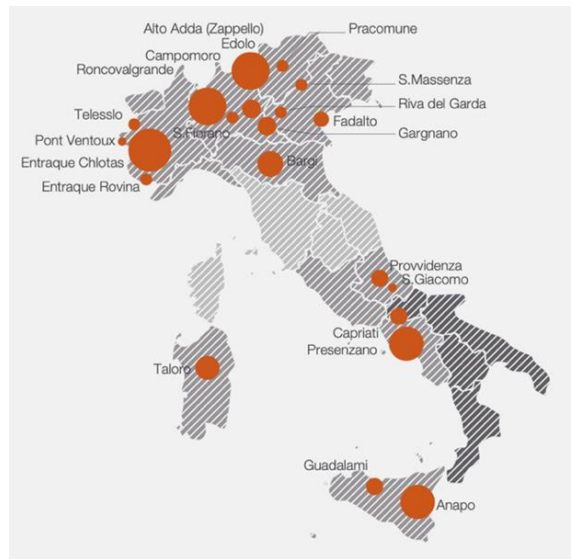


図 78 イタリアにおける既存の揚水発電所 (出典: Terna)

日本では、再生可能エネルギーの比率が高い小規模電力システムにおいて、残余需要の変化速度が大きいという問題を解決するための揚水発電のスケジューリング方法が提案されている。必要な運転予備力要件に関する残余需要の変化速度の持続曲線モデルに基づいて、残余需要の最大上昇/下降変化速度を揚水発電で最小限に抑えている。この考え方は、VRE の比率が高い典型的な電力需給バランス問題で数値的に検証されている。提案手法は、電力貯蔵供給源のスケジューリングを可能にする枠組みとなり得え、提案アルゴリズムは動的計画法に基づいているため、揚水発電のスケジュールやその他の動的制約を正確に考慮できている(Tanabe & Yokoyama, 2019)。

### 6.6.3 火力発電所と電力・熱部門の結合による柔軟性

中国では、過去 5 年間に火力発電所からの柔軟性が改善されてきた。2015 年から 2020 年にかけて、凝縮型や熱電併給型など、200 GW 以上の火力発電所の改修が計画された。これらの発電所の多くは西部と北部に位置し、再生可能エネルギーの比率が大きい。特に市場メカニズムと連携することで、北東部の電力システムの出力抑制を減らすなど、再生可能エネルギーの導入を向上させた。東部地域の発電所でも、再生可能エネルギーの増加に伴い、改善が行われた。

フィンランドでは、Lindroos et al. (2021)によって、バイオマスが柔軟性を提供する潜在的な役割が評価された。基幹モデルのシミュレーションでは、バイオマスのサプライチェーンと他のエネルギーシステムを協調して最適化した。熱電併給、熱専用ボイラー、バイオリファイナリー(バイオ燃料やバイオ樹脂の製造)、バイオリファイナリーと水素増強の組み合わせ、の合計 4 つのバイオマス技術が比較検討された。すべての選択肢でシステムレベルの CO<sub>2</sub> 排出量は削減されたが、水素増強なしのバイオリファイナリーでは、柔軟性が得られなかった(図 79)。熱専用ボイラーは性能が良く、投資コストが比較的低いため、リスクが最も少なかった。

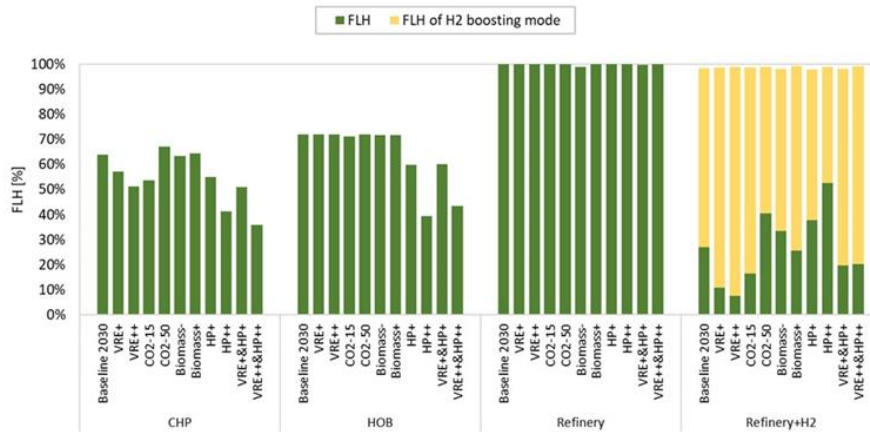


図 79 さまざまなバイオマス技術の全負荷時間

水素増圧を行わないバイオリファイナリーは常時稼働しているため、柔軟性がない。FLH：全負荷時間、H2：水素、CHP：熱電併給、HOB：熱専用ボイラー（出典: Lindroos et al., 2021）

風力や太陽光発電だけでなく、デマンドレスポンスが火力発電に与える長期的な影響については、Helistö ら(2018)において出力変化の強度や頻度を通じて柔軟性提供の変化が調査されている(図 80)。デマンドレスポンスは、どのような火力発電所を建設するかに影響する。原理的には、柔軟性が高まれば、より多くのベースロード発電所を支援できる。しかし、デマンドレスポンスは電力システム内の風力や太陽光も支援し、そちらの方が重要で、結果としてベースロード発電所の容量が減少することになる。全体として、火力発電所はより大きな出力変化と長期の柔軟性に使われ、デマンドレスポンスはより小さな出力変化速度と短期の柔軟性に使われる。

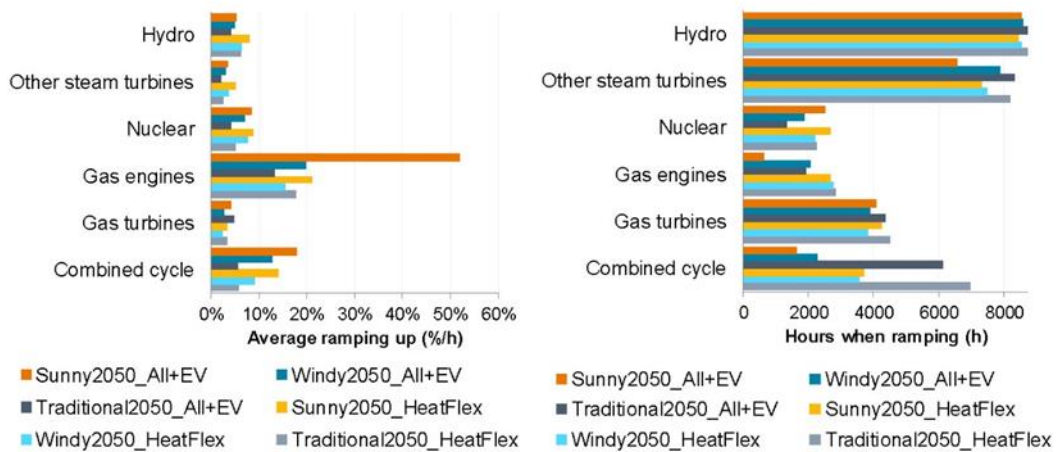


図 80 北欧シナリオにおける従来型発電所の出力変化

風の日や晴れの日シナリオでは、従来型(シェア 40%~43%)よりも VRE(シェア 60%~67%)が多く、All+EV シナリオでは HeatFlex シナリオよりも需要側の柔軟性が高い。

(出典：

<http://flexefinalreport.fi/files/The%20need%20and%20value%20of%20flexibility%20in%20North%20European%20power%20system%202050.pdf>)



#### 6.6.4 近隣エリアへの送電や連系システムの利用による柔軟性

増加しつつある需給調整業務を近隣のエリアと共有することは、電力システムに柔軟性を与え、増加する変動性と不確実性を管理するのに有効な方法であることが示されている(図 36 と図 70 の例参照)。

中国では、いくつかの地方電力システムからなるローカルな需給調整エリアがあり、地域横断送電線によって連系されている。これらの連系された電力システムは、送電線をより柔軟に出力調整することで、その柔軟性を共有できる可能性がある。2020 年、風力や太陽光の比率が高い北西部の電力システムでは、5 つの省の間で 3 万回以上の出力調整が行われた。これにより、2019 年から 2020 年にかけての風力発電の出力抑制率を 5%未満に抑えることに大きく貢献した。

異なる風況にある風力資源を連系することで、多様性を生かし、時間帯を越えて発電を移動させることで資源の容量価値を高め、資源アデカシー要件を満たすために必要な追加発電のコストを低減できる(4章参照)。

従来の交流送電による送電システムの延長や補強に加え、HVAC や HVDC システムは、経済性や信頼度の面で大きな便益をもたらすことができる。また、HVDC には AC システムにはない利点がある。今日の電圧源コンバータ(VSC)技術により、HVDC 送電線はそれ自身で必要な無効電力を供給できるため、線路端での外付けの無効電力補償が不要になる。直流線が 2 つ以上の同期ゾーンを連系している場合、直流端子の高速電力制御は、いずれかの同期ゾーンで大きな交流擾乱が発生した場合でも、電力システムの安定度を補強できる。また、VSC 技術により、大規模停電後の送電網のブラックスタートも可能である。

マクログリッド(大規模な HVAC および HVDC 送電網)は、送電投資の増加を抑えられる一方、風力・太陽光・電力貯蔵の投資および運用コストを大幅に減らせる。例えば、2050 年までにクリーンエネルギー100%を達成するための道筋を検討した ZeroByFifty では、HVDC マクログリッドを含む 3500 億ドルの送電インフラから、システム全体のコスト(一定・変動電源、送電、水素、配電)を 1000 億ドル削減している(Vibrant Energy, 2020)。米国では、全国的に最適化され調整された送電は、地域ごとに計画された送電よりも大きな節約になることが示されている。Brown & Botterud (2020)では、州ごとの方式より地域ごとの方式、さらには国ごとの方式や送電計画の最適化と調整のレベルが上がっていることが検証されている。最適化と調整の地理的規模が大きくなればなるほど、システム全体のコストは低下する。国ごとの方式では、州ごと方式に比べ、システムエネルギーコストが 46%下がる。ZeroByFifty (Brown & Botterud, 2020)と Seams study (NREL, 2020)では、送電コストの増加は小さいものの、送電投資は大規模電力システムコストの 10%未満に留まっている。

#### 6.6.5 需要側の対策による柔軟性

中国では、デマンドレスポンスや電気自動車新たな柔軟性として重要視されており、風力や太陽光の比率が高いシナリオに向けたシステム拡張計画の中でデマンドレスポンスや電気自動車が検討されている。江蘇省は、すでに 1 GW 以上のデマンドレスポンスの容量を確立している。

市場の価格シグナルに対する家庭や小規模オフィスの消費者の応答は、これまでのところ大規模なデマンドレスポンスには至っていない。フランスでは、TSO である RTE が、スマートメーターから各家庭に送られる「静的」ピーク/オフピーク料金表(同国ですでに施行されているものなど)を適切に設計することで、家庭の負荷のデマンドレスポンス価値の大部分を把握できることが明らかになっている。今の

ところ、リアルタイム信号で駆動する「エネルギーボックス」の設置がその価格に見合うと考えられるのは、フランス国内の消費電力量の多い数十万世帯のみである(RTE, 2017)。

さらにデジタル化が進み、アクティブな消費者やプロシューマーが出現すれば、その様相は一変する可能性がある。デマンドレスポンスは、電力システムの柔軟性を高める大きな可能性を秘めている。アグリゲーターが登場しており、多数の小規模な負荷を集約してサービスを提供している(Perroy et al., 2020)。電力小売サービス会社は、保証した信頼度のレベルに応じて、差別化されたサービスを提供することができる(Chao, 2012)。

電気分解装置は、数秒のうちに消費電力のレベルを変化させることができるため、将来的に需給調整市場やアンシラリーサービス市場でますます重要な役割を果たすようになることが予想される。電気分解装置はまた、長期的な柔軟性も確保できる(RTE, 2020)。また、電圧制御や混雑緩和を必要とするエリアに設置する場合、電気分解装置はこれらの目的にも使用されることがある。電気分解装置は、送電網の混雑、局所的な電圧安定度、位相安定度も改善できる(脆弱な試験システムのシミュレーションで観察)(TSO2020, 2020)。

EUの RealValue プロジェクト(2018年)では、アイルランド、ドイツ、ラトビアの750の設備にスマート電気蓄熱空間と給湯器が設置された。低圧配電網における需要整形とデマンドサイドマネジメントを提供するための制御可能な電気暖房の影響について、バーチャル発電所として機能する家電製品の組み合わせで調査した。主な目的は、母線レベル(および電力システムレベル)の負荷条件の増加に対応するために暖房負荷をスケジューリングすること(タイムシフト)、ピーク時の需要要件を減らすこと、電力システムに柔軟性(周波数応答)サービスを提供しつつ、利用者の快適性レベルに影響を与えず充電(暖房蓄電)コストを増加させないこと、であった。この技術を大規模に展開したシステムレベルの研究では、暖房負荷の協調的なスケジューリングと制御により、再生可能エネルギー(風力)の出力抑制や火力発電所のサイクリングを削減できることが示された。特に、再生可能エネルギーの発電容量が比較的大きく、揚水・貯水式水力と連系システムの容量が比較的小さくなっているアイルランドとドイツに対し、この削減が大きいことが示されている。

パワー・トゥー・アンモニアは、コスト効率の高い長期エネルギー貯蔵を提供し、変動性電源に大きく依存する電力システムにとって非常に有益なものである。Ikäheimoら(2018)は、電力からアンモニアへの変換が費用対効果の高い脱炭素化に与える影響を分析した。CO<sub>2</sub> 価格が 80 €/t とすると、最小コストのソリューションではこの電力システムに化石燃料が残ることになった。より高価格(250 €/t)では、化石燃料は完全に代替されたが、システム全体のコストへの影響は大きくなかった。アンモニア(NH<sub>3</sub>)の生産コストは、近年の世界市場価格よりも大幅に高くはなかった。したがって、再生可能な NH<sub>3</sub> は、肥料部門の代替品として、産業部門におけるさらなる脱炭素化を可能にできる。

ドイツに関しては、需要側の電化率が高い場合の送電システムと電力供給側への影響について評価されている。電力需要が約 500 TWh から約 760 TWh に増加すると、送電システムへのストレスが高まり、その結果、出力抑制が強まる。再生可能エネルギーのシェアが 61%のシナリオでは、地域暖房ネットワークに 19 TWh の柔軟なパワー・トゥー・ヒートを統合することで、再生可能エネルギーのフィードインの市場主導による抑制を減らし、VRE 電源の統合のための柔軟な電気負荷の価値を強めている(Guminski et al., 2018)。

#### 6.6.6 エネルギー貯蔵による柔軟性

大規模なエネルギー貯蔵は、複数のタイムスケールにわたって柔軟性とさまざまなアンシラリー(系統)サービスを提供できる、潜在的な柔軟性電源の 1 つである。水力以外の電力貯蔵は、電力システムへの適用にはこれまでコストが高すぎた。しかしコストは継続的に低下しており、変動性再生可能エネルギーの割合が増えるにつれて、柔軟性の価値も高まっている。

エネルギー貯蔵の限界価値は、設備容量が大きくなるにつれて低下する。これは、以前に設置された蓄電池がもたらす需給調整によって、さらなるコスト削減の機会が減るためである。変動性再生可能エネルギーの割合が増えるにつれ、システムの柔軟性の重要性が増すため、市場メカニズムは各資源の柔軟性をフルに活用できるようなインセンティブを与えなければならない。一般に、電力貯蔵発電所が提供するサービスの数が多いほど、システムに対する価値は高くなるが、風力と太陽光のシェアによっては、特に風力と負荷の不確実性を反映した不完全なディスパッチや非効率な市場シグナルを考慮した場合、代替戦略が有効な場合がある(O'Dwyer et al, 2017)。例えば、風力発電の比率が低いか中程度であれば、臨時予備力の提供は特に価値があるが、風力発電の比率が高くなると、(収益性とシステムコストの両面で)

柔軟性予備力の提供が不可欠になる。これは、柔軟性予備力の要求が高まり、普段から稼働している従来型発電所や予備力供給のために利用可能な従来型発電所の数が減るためである。

非効率な市場構造や再生可能エネルギー電源の不確実性などにより、最適でない電力貯蔵プラントの運用が行われ、その結果、長期的な発電所の収益性に影響を与える可能性がある。再生可能エネルギーの変動比率が高い場合の電力貯蔵プラントのディスパッチ効率を向上させるには、運用方法の変更が不可欠である。電力貯蔵設備のディスパッチアルゴリズムは、エネルギーやアンシラリーサービスの価格変動の増大だけでなく、このような不確実性に対応するため、進化する必要がある。風力発電の割合が高い場合、一般的なエネルギー貯蔵レベルの目標では不十分なため、事前予測期間が必要である。理想的には、電力貯蔵プラントの運転モード(充電、モータリング<sup>原注3</sup>、放電)をよりリアルタイムに近い形で最適化し、(時間単位に加えて)分単位の柔軟性を提供することに対して電力貯蔵プラントに十分な報酬を与えるべきである。電力貯蔵プラントが効率的に稼働するためには、風力や負荷の予測、大規模発電所の状況など、価格に影響を与える関連情報へのアクセスが不可欠である。利益最大化を達成するためには、電力量と予備力の両者の商品価格の不確実性、および予備力の応動を、アルゴリズムが把握しておかなければならない。また、投入された予備力のリアルタイム利用を予測できる方法論も必要である。これは、予備力市場の参加者が予備力の利用可能性と応動の両者に対して報酬を得ることができ、予備力のリアルタイム利用はエネルギー貯蔵量だけでなく収益性にも影響を与える可能性があるからである。

Korpås & Botterud (2020)による2050年の欧州電力システムのケーススタディでは、EESが市場均衡の中で新規のVRE投資を大幅に誘発し、競争市場体制の下で運用される電力システムからのCO<sub>2</sub>排出を削減する重要な役割を担うことが示されている。一方、EESは長期的には平均的な電力料金にほとんど影響を与えないという結果も出ている。最低限の経済システムの便益が、VREが支配的な電力市場における商用EESへの投資意欲にどのように影響するかは、さらなる分析が必要な重要なテーマである。

送電システム運用者はリアルタイムの需給調整に責任がある。したがって送電システム運用者は、それらのリアルタイム需給調整要件を満たすため、蓄電設備の容量を厳しく制限することなく、将来の電力システムのニーズも考慮しながら、リアルタイム利用について十分な情報を得たうえでの決定を下すことができる。しかし、蓄電設備アセットの所有権を巡る議論が続いている(IEA-RETD, 2016)。特に、電力網投資の延期に関する議論は、従来の予備力と(新たな)柔軟性予備力との間で要件のバランスを取ろうとすると、送電システム運用者にとって将来の利害対立を引き起こす可能性がある。

イタリアでは、シチリア島とサルデーニャ島のTSOであるTerna社が、周波数支援を行うために電力貯蔵を試験している。40 MWの「電力集約型」エネルギー貯蔵システム導入プログラム(SoNick(ナトリウムニッケル)電池とLi-ion(リチウムイオン)技術による電力量/電力比0.5~4時間など)は、エネルギー貯蔵システムの高速度応答時間をもたらす性能を利用して、高圧システムの運用セキュリティマージンを向上させる。混雑緩和と有効電力調整サービスは、電気化学エネルギー貯蔵システムEESS(単一の装置または同等の集合体)に対して、XMLファイルまたは手動セッ

---

原注3 モータリングモードでは、工場はオンラインで、迅速に対応することができる。

トポイントを介して特定の有効電力プロファイルを設定するために使われる。このサービスが有効である限り、他の有効な電力規制(FCR および FRR 周波数回復予備力などの周波数支援サービス)は、この有効電力プロファイルに従って実行されるものとする。

再生可能エネルギーの貯蔵媒体としての水素は、2050 年に向けての需給調整と柔軟性の課題が注目される中、近年、関心が高まっている。水素は、蓄電としてだけでなく、輸送用途などでも有効なエネルギーキャリアとなり得る。ノルウェーでは、電力システムにおける再生可能エネルギーの導入率を高めると同時に、輸送用のクリーンな水素燃料を提供することを目的として、いくつかの電気と水素の統合研究が行われた(<https://www.sintef.no/projectweb/hyper/>)。柔軟な水素製造により、ノルウェー北部の風力発電の導入量を増やし、電力システム増強の必要性を減らすことができる(Bødal & Korpås, 2017)。図 81 に示すように大規模な水素製造・液化施設を追加することで、この地域の最適な風力発電の設備容量は 300 MW から 650 MW に増加した。これは、風力発電の導入率が当初の最大負荷の約 85%から 185%に増加したことに相当する。分析を拡張して、水素と揚水発電の同時最適化を含めることで、風力の導入率をさらに高め、Nordpool NO4 市場エリアにおける水素の原料コストを 2 €/kg 未満にすることができた(Bødal & Korpås, 2020)。

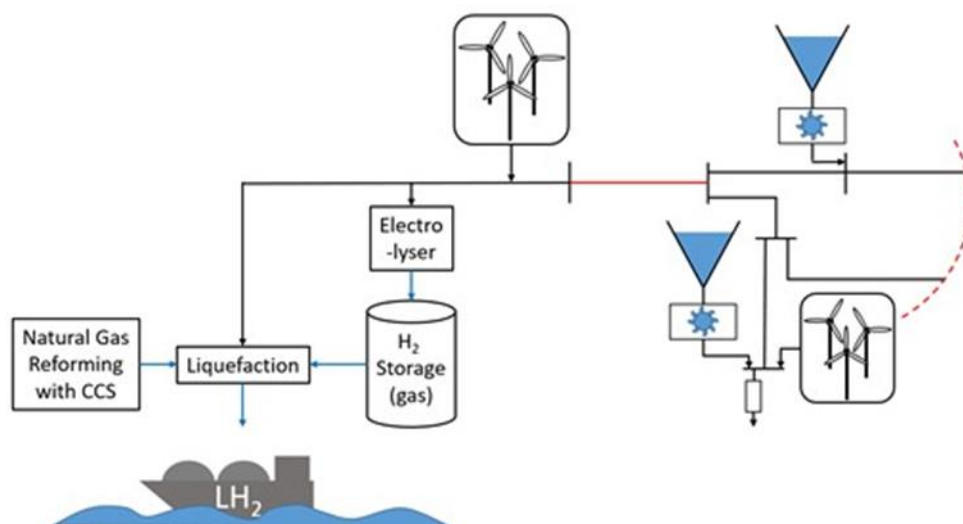


図 81 制約のある送電システム(赤線)において風力と水力から水素を製造する地域電力システム

CCS:炭素回収・貯蔵、H2: 水素、LH2: 液体水素(出典: Bødal & Korpås, 2017)

英国では、風力の導入率を高めるために電気分解装置が果たす役割も示されている(Strbac & Pudjianto, 2021)。電気分解装置による再生可能エネルギーからの水素を製造するコスト(グリーン水素)が、炭素回収・貯蔵を伴うメタン改質プロセスによる水素製造コストよりも高いままであると仮定しても、水素製造ポートフォリオに電気分解装置を導入することで、より低コストで多くの風力発電を統合できる大きな便益があると考えられる。水素の需要により、出力抑制は大幅に減り、風力発電の導入量を増加させられる。

長時間のエネルギー貯蔵は、異常気象に対処するための電力システムの安全性を高めることもできる(4.2.1 節参照)。長時間の低風速や強風に対応するためには、電力貯蔵容量が重要な要素となる。電力貯蔵容量も定格電力と合わせて最適化し、シ

システム価値を最大にする必要がある。貯水池を持つ水力発電や揚水発電は、より長期の電力貯蔵手段として利用される。また、水素の貯蔵も代替案となりうる (Pudjianto et al., 2021)。貯蔵が必要な水素量は、風力が低出力となる週の数の関数として計算される (英国の電力システムの風力のみの時系列分析)。241 TWh/a の風力について、そのような事象(長期の低風力出力)が発生した場合に埋め合わせが必要な風力発電の範囲(最小-最大)を図 82 に示す (Strbac et al.2018; Strbac et al.2020)。

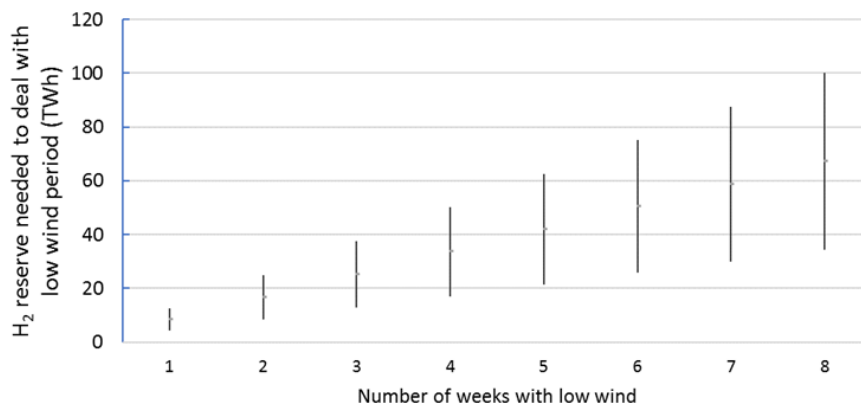


図 82 英国で 241 TWh/a の風力発電を行う場合により長期にわたる低風速事象をカバーするのに必要な長時間の電力貯蔵 (出典: Strbac et al., 2018)

### 6.6.7 柔軟性オプションの比較

北欧の電力システムにおいて、再生可能エネルギーの導入率が約 40%で、柔軟性のオプションが異なる 2030 年のシナリオでは、揚水発電と蓄電池がそれぞれ異なる役割を担って補完し合うことが示された。蓄電池は 1 時間から数時間の短期的な需給調整を行い、揚水発電は残余需要が低いまたは高い長期的な期間を打ち消す働きをする。これは、電池のコストが主に kWh の容量で決まるのに対し、揚水発電の電力貯蔵コストは kW のコスト(ケーブル+可逆ポンプ)で決まるからである。電池はピーカー発電所(オープンサイクルのガスタービン)の必要性を減らし、揚水発電はコンバインドサイクルのガスタービンの必要性を減らすと考えられる (Askeland et al., 2016)。

米国では、MISO RIIA の送電と電力貯蔵のコストを比較すると、東部連系系統で風力と太陽光の導入率が 40%の場合、蓄電+送電で 0.5 GW が最適となる (図 83)。興味深いことに、送電のみのソリューションの方がわずかだけコストが高い。一方、電力貯蔵のみのソリューションでは、年間を通じてシステムがバランスするように 16 GW の蓄電システムの構築が必要となり、コストがはるかに高くなる。

Brown and Botterud (2021)では、クリーン電力を 100%満たすために必要な蓄電池容量は、国別方式では州別方式の 23%であることが明らかにされている。国別方式では、マクログリッドが風力、太陽光、負荷、蓄電池による電力貯蔵の多様な資源を活用することで、必要な蓄電池電による力貯蔵量を減らすことができる。



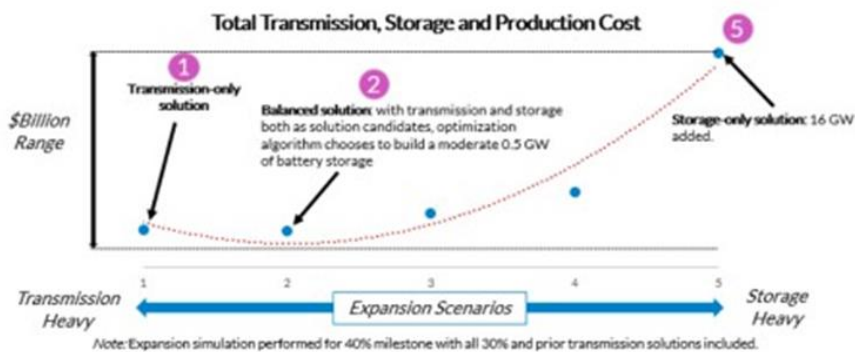


図 83 米国東部連系系統における風力と太陽光の導入率が 40%の場合における送電のみのソリューション、電力貯蔵のみのソリューション、送電と電力貯蔵を組み合わせたソリューションの比較(出典: MISO, 2021)

不確実性の下で戦略的な投資計画を立て、座礁資産のリスクを考慮して送電と電力貯蔵のアセットを比較すれば、電力貯蔵にはオプション価値があり、送電網強化の延期や代替が可能であるため、別の絵姿が見えてくる。この不確実性は、タイミング(いつ接続するか)、場所(どの国で)、大きさ(どの程度成長するか)などに関わるもので、特にネットワーク計画の難しさを物語っている。ケーススタディ(Most et al., 2020; Plan4res)では、2020 年から 2060 年までの 40 年間の長期的な視野で、欧州 33 カ国にわたる電力システムの運用と投資をモデル化し、不確実性の下で最適な投資判断ができるようにしている。この最適化において、費用便益比の高いエネルギー貯蔵が見込まれる地域は欧州に多く存在する。エネルギー貯蔵と従来型補強の投資のタイミング、場所、規模は、電力貯蔵に投資する柔軟性の価値(オプション価値)を示し、この技術が不確実性の下で電力システム計画にもたらす経済的便益と関連している。

北欧の電力システムの柔軟性オプションを比較すると次のことがわかった。すなわち、約 40%の風力主体の変動性電源のシェアの場合、パワーツーヒートオプションを用いることと送電容量を増やすことが最高の価値を提供するのである(図 84)(Kiviluoma et al., 2017)。

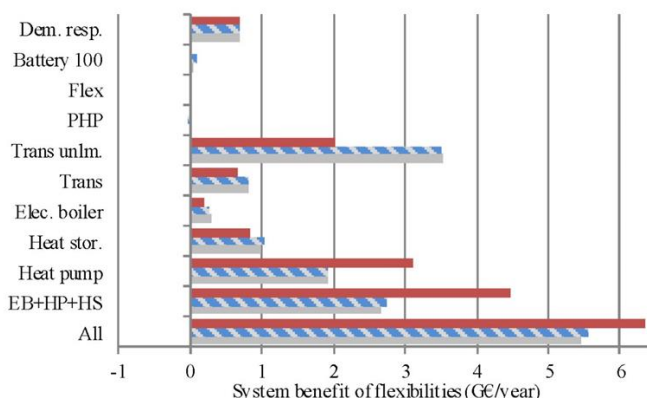


図 84 北欧における 40%から 50%の風力シェアの場合

電力システムの 1 年間の運用コスト、柔軟性オプションの有無の差。モデルの詳細によって柔軟性の価値に差がある(赤: 投資モデルのみ、縞: 線形計画法 LP による投資モデルと運用モデル、灰色: 混合整数計画法 MIP による投資モデルと運用モデル)(出典: Kiviluoma et al, 2017)

## 7. 現状を打破する： 再生可能エネルギー100%シェアに向けて

非同期電源 100%で運用される電力システムはまだ実現されておらず、機能することも立証されていない。技術的な解決策はあるが、これは発展途上の研究テーマであり、小規模な独立システムから興味深い経験が得られている。

電力システムの安定度を含め、VIBRES のシェアが高い場合の運用方法の可能性を探ることは、まだ始まったばかりである (MIGRATE プロジェクト <https://www.h2020-migrate.eu/>)。100%VIBRES の電力システムは、従来の電力システムとは設計も運用も大きく異なることになる。電力設備は投資コストが高く、寿命も長いため、ほとんどのシステムにおいて、(ほぼ)100%の VIBRES システムへの移行は、今後数十年の間に徐々に起こると予想される。しかし、何らかの擾乱によって電力システムが分断された場合、今日の既存のシステムの広いエリアが、長時間(数時間)、極めて高い割合の VIBRES で運用されることになる可能性がある。さらに、(冒頭に示したように)今日の VIBRES の年間発電電力量に占めるシェアが控えめであっても、再生可能電源の変動性は、需要の 50%が VIBRES で供給されるなど、VIBRES のシェアが高くなる期間が数時間または数日に亘ることを意味する (図 4 参照) (Hodge et al., 2020)。

また、将来のシステム運用を詳細に検討し、送電システム運用者が安定度支援のために非同期電源を十分信頼するのに必要な回復力がどの程度であるかを判断するには、シミュレーションモデルツールも開発する必要がある。

低炭素・ゼロカーボンへのエネルギー転換には、スマートセクターカップリングが必要である。熱、輸送、産業プロセスの電化を含む将来の P2X(電力から X への転換)オプションはすべて、安定度を支援するための潜在的なソリューションであり、資源アデカシーを支援するための長期的な柔軟性を提供するものである。

### 7.1 100%に近いインバータを用いた電力システムの経験

IBR の瞬間的なシェアが非常に高くすることに成功し、定期的に再生可能エネルギー100%で運用している電気事業者のひとつが、米国ハワイ州のカウアイ島を管轄する Kauai Island Utility Cooperative (KIUC)である。KIUC では、日中は通常、再生可能エネルギー電源 100%で運用しているが、ほぼ 9 時間連続の再生可能エネルギー100%運用を達成した。太陽電池の導入率は 80%~85%程度で運用されることが多い。年平均では、電力量の約 65%を再生可能エネルギーでまかなっている。

KIUC は、ピーク時の需要が約 80 MW、最低需要が約 35 MW の小規模な協同組合型電気事業者である。他の島々との連系はない。海鳥が絶滅の危機に瀕していることや風力資源が少ないことから、電気事業者は 2045 年までに再生可能エネルギー100%を達成する計画で、太陽電池を主体とした電力システムに焦点を当てている。しかし、数分で起動するディーゼル内燃エンジンでは、この小さな島を雲が覆う現象(数秒単位)を緩和するには速度が足りないため、蓄電池による電力貯蔵で太陽光発電所をバックアップすることにした。2017 年には、太陽電池と蓄電池のハイブリッドの電力売買契約を初めて開拓し、現在では 13 MW の太陽電池と 4 時間分の蓄電池式電力貯蔵(52 MWh)、20 MW の太陽電池と 5 時間分の蓄電池(100 MWh)、14 MW の太陽電池と 5 時電力貯蔵間分の蓄電池式電力貯蔵(70 MWh)のシステムを保有している。このハイブリッド機器のスピニング緊急予備力は、ハイブリッド機器に搭載されている蓄電池式電力貯蔵で十分である。独立型太陽光発電所は、リアルタイム

出力の 50%を回転緊急予備力として保有している。

IBR の瞬間的な高い導入率を管理するために、電気事業者は航空転用型ガスタービン同期調相機モードで運転できるように改造し、エネルギーを供給せず、慣性とシステム強度のみを提供するようにした。

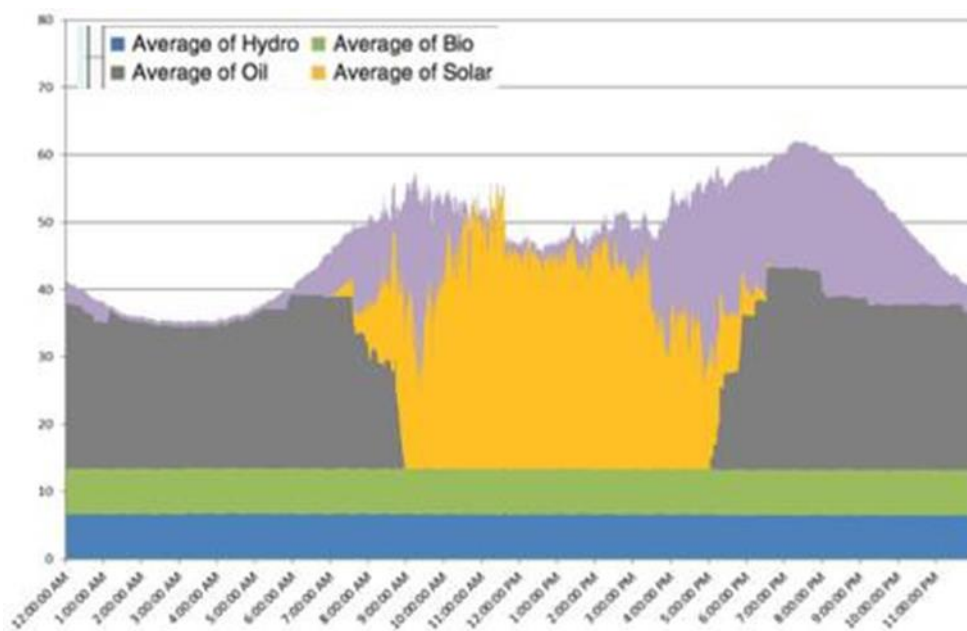


図 85 2020 年 3 月 14 日における KIUC の 8 時間の 100%再生可能エネルギー運用時の電力システムのディスパッチ

紫色は太陽電池と蓄電池のハイブリッド出力(出典: Brad Rockwell, KIUC)

デンマークでは、2015 年の最初の事象以降、大規模発電所が並列しない電力システムの運用が頻繁に行われるようになった(Holtinen et al, 2019 で報告されている)。デンマークの電力システムは 2 つの部分からなり、それぞれがより大きな同期システムの一部となっている。すべての大規模発電所が並列しない場合、必要不可欠な信頼度サービスは HVDC リンクと小規模発電所から供給される。

## 7.2 再生可能エネルギー100%に近いシステム運用のための課題

IEA-RTE (2021)は、再生可能エネルギー比率が非常に高い電力システムのシナリオの技術的実現可能性を評価し、フランスのような大規模な電力システムで満たすべき厳しい条件を 4 つ挙げている。

- 従来型電源がなくても電力システムの強度を維持する、つまりシステム安定度を確保するための技術的なソリューションが、いくつかの場合で存在することは、一般的な科学的コンセンサスとなっている。分散型太陽光発電の比率が大きい電力システムの場合、特定の困難が予想される。分散型太陽光発電が配電網やセキュリティに与える影響について、さらなる評価が必要である。

- 風力や太陽光などの変動性電源が中心のシステムでも、デマンドレスポンス、大規模エネルギー貯蔵、ピーク電源、整備された送電網や連系線などの柔軟性があれば、系統アデカシー(電力システムがつねに負荷に対処する能力)を確保することができる。これらの柔軟性電源の成熟度、利用可能性、コストについて検討する必要がある。
- 運転予備力の規模や、需給責任と調達に関する規制の枠組みを大幅に見直す必要があり、変動性再生可能エネルギーの予測方法も継続的に改善する必要がある。
- 2030年以降も送電・配電の両レベルで大幅な系統整備が必要であると考えられる。これには、長期計画、コスト評価、社会的受容性に関する市民との協働において、強力かつ積極的な措置と市民参加が必要となる。しかし、これらの努力は、老朽化した電力網設備の更新に部分的に統合できる。

ENTSO-E et al. (2020)では、電力システムにおける新しいグリッドフォーミング技術の使用に関して、さらなる研究開発と実証が必要な課題が挙げられている。グリッドフォーミングサービスは、いつ、どこで、どのように利用する必要があるか？ 広域に分散して(中低圧階級に)設置された場合、すべての課題に対してグリッドフォーミングが有効なのか？ 同期調相機(SC)とIBRの組み合わせは、システム強度を高めるための経済的なソリューションであることが証明されるか？ これらは、大規模集中電源であるべきか、それとも小規模な分割された発電所であるべきか？ 廃止された大型発電機をSCとして利用することの経済性、実用性はどうか？

IBRが中心となるシステムは多くの点で基本的に異なっており、その相違をシステムの設計、分析、運用、計画に反映させる必要がある。一部の同期発電機と同期調相機で支持することでVREの導入率を75%にするのと、100%VREのオールIBRシステムには大きな違いがある。今後どうすればよいのか、その根拠を確立するための基礎研究が求められている。その変化は非常に大きく、電力システムの根本的な見直しが要求される。段階的に手を加え、人為的にIBRを同期機のように見せることは短期的な戦略で限界があり、IBRの真の可能性を活用するものではない。IBRは、有効電流と無効電流を独立して制御することができ、さまざまな電力システム条件に対して機器の応答を形成することができる、柔軟性の高い制御性を有している。このため、ある点ではIBRを同期機よりも良好に動作させる機会がある可能性がある。しかし、電力システム条件に対するIBRの応答を規定する制御アルゴリズムは、さまざまなインバータ設計およびインバータメーカー間で統一されておらず、局所レベルおよびシステム全体レベルで相互作用したり、またHVDC送電端末など電力システムの他の要素と相互作用したりする可能性がある。このため、電力システムにおけるIBRの解析は劇的に複雑になり、安定度に問題が生じる可能性がある。また、現在、ほとんどのインバータは、安定度の維持に貢献する慣性応答や高い故障電流などの特定のサービスを提供していないため、問題はさらに深刻化している(ESIG, 2019; G-PST, 2021)。

最大の課題は、大規模電力システムにおいて、ある時はIBRが主体となり(数時間だけ間をあけて)ある時は同期機が主体となり、またある時は空間的・時間的に中間のあらゆる可能な組み合わせが主体となる場合、そのような電力システムをどのように管理するかという問題である。

このことは、制御所ツールを含むツールや方法にも影響を与える。これは、必要なシステムサービスの定義が変わるということでもあり、そのサービスを提供するためには、幅広い資源から提供されなければならない。

また、天候に左右され、エネルギー制約のある資源アデカシーを費用対効果の高い方法で評価することも課題である(ESIG, 2021b)。

### 7.3 再生可能エネルギー100%に近いシステム運用のための方法論の検討

モデルや研究方法のさらなる発展が必要であり、計画、運用、システム安定化の課題に対し、いくつかの重要な問題と推奨事項を特定できる(Holtinen et al, 2020)。

- モデル化の複雑性：より多くの VIBRES の詳細を取得する必要があるため、計算負荷が増加すると考えられる。また、より高い解像度(時間分解能と分散型資源の両者)とより広域のエリアを把握するためにより多くのデータが必要であり、天候に左右される事象を把握するために時系列の拡張が必要である。
- より広域のエリア：同期システム全体が安定度研究に関連している。需給調整やアデカシーのために資源を隣接エリアと共有することは、より有益である。
- 新しい技術：すべてのツールは、エネルギーシステムの結合によってつながりを促進させつつ、新しいタイプの(柔軟な)需要とエネルギー貯蔵を可能にするよう修正される必要がある。
- モデル化の統合：統合した計画・運用方法、ツール、データの重要性が高まると予想される。運用と計画のタイムスケールやモデルは、重複する部分をより大きくする必要がある。柔軟性のニーズと発電能力をアデカシー手法に組み込み、送電網拡張計画や将来の電力システムの運用に対しては安定度の懸念を考慮しなければならない。
- コストとリスク：信頼度の目標を修正すれば許容できる結果が得られる場合に大幅なコスト増とならないように、柔軟性と価格応答型負荷の進化により、信頼度インターフェースを見直す必要がある。

今後、100%IBR が中心となる非同期電力システムの新しいパラダイムを見出すことができる。これは、特に安定度のために使用されるツールや手法に大きな影響を与えると考えられる。

#### 7.3.1 運用モデル：ユニットコミットメント(発電機起動停止)および経済的ディスパッチ

分単位でのユニットコミットメントや経済的ディスパッチ手法の導入は、短期出力変化要求の増加を捉えることができるため、特定の地域では有用である。しかし、これを実現するには計算コストが増え、それは明らかに望ましくない。便益がデメリットを上回るかは、システムの規模や、風力や太陽光を中心とした再生可能エネルギー資源の構成や分散状況によって異なる。アイルランドの全島システムとドイツ・オーストリア結合システムとの比較も行われている(Danti et al., 2018)。予想通り、解像度 1 時間のモデル化は、分単位(15 分毎)の出力変化要件を過小評価することになる。ただし、この影響はアイルランドでは大きい。それは、おそらくドイツとオーストリアの場合は、地理的分散が大きいために平滑化効果が強く効いているからである。そのため、大規模で多様性のある電力システムよりも、小規模で地理的に多様性のない電力システムの方が、分単位の運転による便益は大きくなる傾向がある。さらに、相互接続のレベルが高いシステム、あるいは需要反応やエネルギー貯



蔵のような短期的柔軟性の電源を他に持っているシステムは、連系線が限られている電力システムと比較して、(再生可能エネルギーの)出力抑制や再給電に頼ることなく短期変動性により容易に対応することができる。このことは、連系線が限られている小規模システムにおいて、分単位でモデル化することの価値を高める。分単位のスケジューリングは、顕著な出力変化事象を特定するという点で、風力発電が主体の電力システムと太陽光発電が主体の電力システムとで、同様の便益になると考えられる。ただしこうした結論は、顕著な出力変化事象の定義に寄って変わる可能性がある。例えば出力変化の絶対的な大きさと持続時間によって変わったり、瞬時的な電力システムの需要に対する測定値による可能性があるのである。さらに、変動性再生可能エネルギーの不確実性と変動性は、電力システムの時間毎、あるいは毎分の柔軟性要件に貢献できる。

低慣性問題に対処するために、ユニットコミットメントアルゴリズム内の(将来の)コミットメント・ディスパッチ RoCoF 制約が提案されている。この制約では、(発電機の)緊急設定だけでなく、同期電源のユニットコミットメントの状況や出力も明示的に考慮されている(Daly et al, 2019)。最悪のケースを想定した低慣性の(現在の)方式との比較が行われている。将来のアイランドと北アイランドのシステムについて図 86 に示すように、将来の方式(RoCoF)は、現行の方式(低慣性)に比べて稼働中の(大規模)電源の数を減らす傾向があり、結果として運用コストと CO<sub>2</sub> 排出量も削減されることになる。

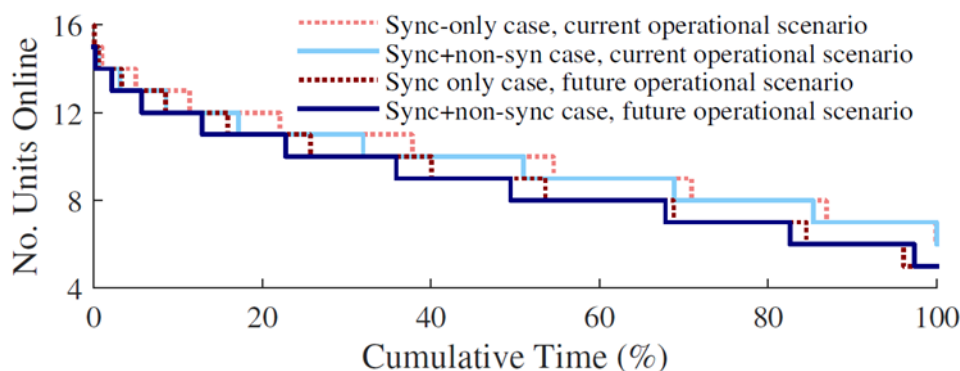


図 86 アイランドの島嶼系でのシミュレーション結果

RoCoF の制約を受ける将来の運用シナリオにより同期発電機の稼働率が低下することを示す。  
(出典: Daly et al., 2019)

### 7.3.2 計画タイムスケール：容量の拡大

出力の変動やセクターカップリングを伴う投資タイムスケールをモデル化することは、計算上困難である。どのような詳細を含める必要があるのかを知ることは重要である。それは、モデルで見る最適な投資に大きな影響を与える可能性のある時間的・技術的な細かい点がいくつか存在するからである。変動性電源の統合に関する研究のレビュー(Helistö et al, 2019)では、最適な発電ポートフォリオを決定するためには、時間分解能とカバー率を十分に高くする必要があること、例えば、数日の代表日のみを用いるのでは十分でないことが示されている。システムの安定度の側面や、起動・停止特性などの発電所の運用上の制約を考慮することも、より最適な発電ポートフォリオとより現実的なシステムコストの推定を得るために重要であることがわかった。ただし、時間的表現に比べると重要度は低いとみられる。



代表日の選択を比べたところ(Helistö et al, 2020)、多エリア発電拡張計画モデルでは、3週間の代表週でも必ずしも十分でないことが示された。4週間でより信頼度の高い結果が得られ、7週間後にはトータルコストの結果が着実に収束し始めた。時系列から代表週を選択する方法はいくつか存在し、十分な反復回数を持つランダムサンプリングは実装がしやすく、解が速く、良好な発電拡大計画結果につながることを示されている。またその結果から、ピーク時の残余需要状況をモデルに含めることの重要性が浮き彫りになり、さらに、元の時系列における位置付けを推定することの重要性や、他のモデルの時間分解能との関係における重みを推定することの重要性についても示された。これは、モデルがより変動電源に投資した場合に位置付けが変わる可能性があること、すべての地域で位置付けが同じとは限らないこと、長期に渡ってその頻度を確率的に推定して重みを設定する必要があることなどから、困難なことであると言える。

時間表現と運用表現は、電力システムによって異なる利点と弱点を有することがある(Helistö et al., 2021)。例えば、ある戦略は長期のエネルギー貯蔵のニーズをよりよく捉えることができ、ある戦略は短期のエネルギー貯蔵モデリングに適している。同様に、太陽電池を主体とする電力システムと風力を主体とする電力システムでは時間的特性が異なり、その結果、方法論的要件も異なる。エネルギー部門間の相互作用やセクターカップリングのための技術の運用限界も、さまざまな技術の価値や柔軟性に大きな影響を与えるため、正しくモデル化されなければならない。試験用機器は、各システムや目的に最適なモデル構造を決定するのに有効である。

### 7.3.3 ダイナミクス：安定度

最大 100%までの再生可能エネルギー発電の高いシェアに移行する中で、電力システムの信頼度維持に向けて、インバータ型電源(IBR)間の制御相互作用に起因する動的安定度問題が大きな関心事となっている(Shah et al., 2021a)。過去 10 年間の IBR を含む安定度事象のほとんどは、局所的なものであった(5.2.1 節参照)。しかし、より広域の送電網や多数の IBR を含む動的安定事象が、より一般的になっている。それは、IBR のレベルがますます高まり、同期発電機の変化により電力システムの剛性が低下しているからである。最近の過渡電磁界解析研究では、IBR100%の電力システムにおいて動的安定度の問題が発生するリスクが高まることがさらに示されている(Electranix, 2021)。これらの問題は、電力システム全体の制動不足や持続的な振動として現れ、停電や機器の損傷につながる可能性がある。数十から数百の IBR が関与する電力システム全体の振動が現場や過渡電磁界解析で観測されるたびに生じる重要な問題の一つは、観測される振動モードにおける異なる IBR の役割と関与、すなわち、端的に言えば「どの IBR が振動を引き起こしているのか」という点である。この質問に対する答えは、緩和方法を設計するために重要である。緩和方法の中には、システム減衰に悪影響を与える IBR の抑制または除去、IBR 制御パラメータの調整、無効電力の制御かあるいは電圧の制御かなどの IBR 制御モードの選択、系統安定度のためのグリッドフォーミングインバータの使用などがある。しかし、大規模電力システムの既存の安定度解析ツールは、公開されている方程式ベースの発電機モデルによって異なるため、この疑問に答えることができない。このようなモデルは、ベンダーが制御アーキテクチャや方法に関するビジネス上の機密情報を開示しないようにするために IBR の内部詳細を明らかにしないことから、IBR に利用できないのである。この課題に対処し、現場または過渡電磁界解析で観測された振動モードにおける異なる IBR の役割を特定するため、NREL ではインピーダンススキャンツールが開発された(Shah et al., 2021b; Shah et al., 2021c, 図 87)。

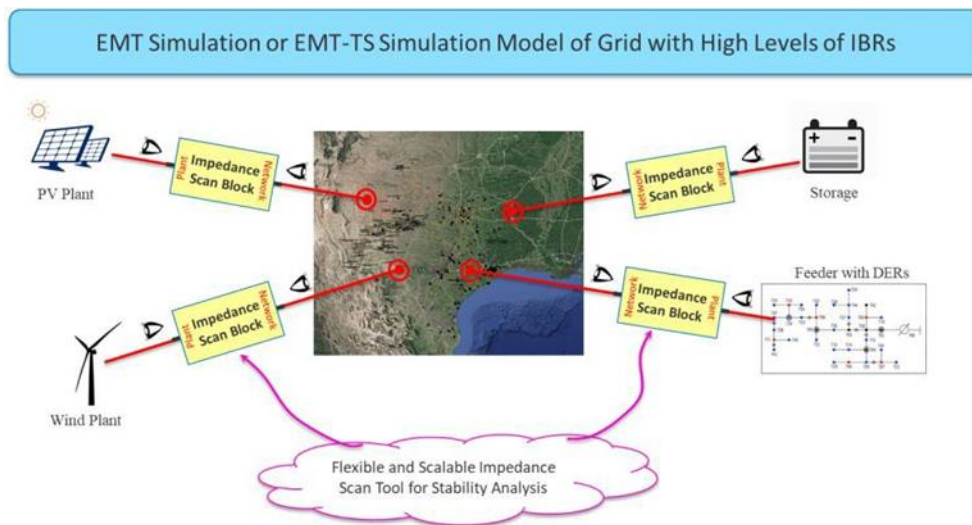


図 87 100%IBR グリッドの安定度解析のためのNRELのインピーダンススキャンツール

配電網と動的に等価なモデルが EU-SysFlex の枠組みの中で開発された。このツールは、TSO にパラメータセットとモデルアーキテクチャを提供し、過渡安定度の調査のための配電網に接続されたアセットの表現を可能にする。これらの等価モデルの提供は、標準化されたモデル表現に基づいており、DSOとTSOの間でパラメータ、配電網レイアウト、機密データ・情報などを提供するものではない(図 88)。

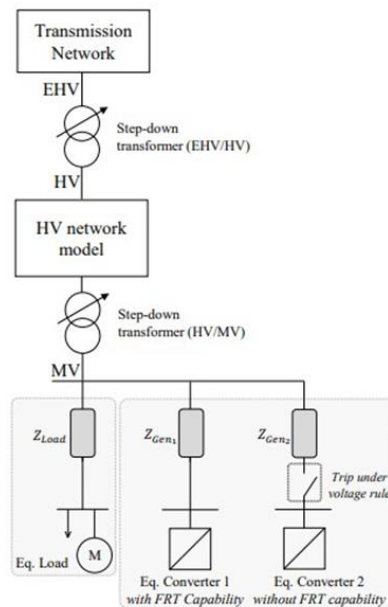


図 88 有効配電網表現の動的等価モデル (EU-SysFlex D6.3, 2019)

日本の電力中央研究所 CRIEPI は、リアルタイムスマートデジタルツイン構想を提唱している。これは、電力システムの安全性、信頼度、効率性を確保するためよりリア

リアルタイムな状況認識を提供することを目的に、同期した広域監視・制御・データ収集(SCADA)に基づき、電力システムの物理的状況をリアルタイムにデジタル再現したものである。再生可能エネルギー、デマンドレスポンス、仮想発電所(VPP)の制御能力を有効に活用することで、電力システムの安定度を維持・向上させ、停電からの早期復旧に向けた耐性を高めることを目的としている。

**IBR が主体となる将来の電力システム:** 電力システムの基本的な性質は、同期機によるパラダイムに大きく依存するものから、非同期機によるパラダイムに基づくものへと変化しつつある。これらの変化は、既存のツールや手法の適用を制限すると同時に、電力システムの信頼度、セキュリティ、安定度を確保するための新しいツールや手法の開発を促すものである。さらに、変動性で分散型の IBR ベースの電力システムがますます増加することで、既存の電力システムモデルから得た結果の分析や解釈に対する既存の課題も複雑化する。そのため、多数の IBR を有する電力システムの運用を評価するための解析ツールを開発しなければならない。具体的には、電力システムの安定度と性能に対して有害または有益となり得る IBR 制御アルゴリズムの相互作用と影響を捉えるためのツールの開発が必要である(G-PST, 2021)。

## 7.4 再生可能エネルギー100%の電力システムに関する研究

再生可能エネルギー100%の電力システムにおいて、時間毎のエネルギー収支をどのように維持するかという技術・経済的な研究も行われている。これらの研究の中には、風力/太陽光エネルギーの変動性/不確実性を捉え、システムおよび市場の挙動を調査するために、ユニットコミットメントおよび経済的ディスパッチを用いるものがある(Heard et al., 2017; Brown et al., 2018)。いくつかの研究では、他のエネルギー部門、例えば熱部門とのセクタカップリングを行っている (Ringkjøb et al., 2018; Ikäheimo et al., 2018)。多くの場合、これらの研究は、エネルギー変換、送電、貯蔵への投資を最適化するが、適用される方法論によって運用の詳細は大きく異なる(Helistö et al., 2019)。しかし、電力システムの安定度は、時間毎の消費と発電の一致に主に焦点を当てた 100% (エネルギーバランス) 研究の一部として見落とされていることが多い。長期的な課題と短期的な課題の両方を包括的に取り上げた研究はない(Holtinen et al., 2020)。

米国における最近の研究では、再生可能エネルギーによる電力システム(一部は、ネット・ゼロ・カーボン、脱炭素の将来エネルギーシステム(次章参照))を取り上げている。MIT(マサチューセッツ工科大学)の研究では、7年間の時間毎運用に対して同時最適化容量計画とディスパッチモデルを用い、州間調整と送電拡張によって再生可能エネルギー100%の米国電力システムにおけるシステムコストが、州ごとの方式と比較して 135 ドル/MWh から 73 ドル/MWh へと 46%削減されることを示した。感度分析の結果、太陽光発電、風力発電、リチウムイオン電池のコスト低減は、送電線増設が可能な電力システムの電力コスト低減につながり、また、原子力発電や長時間のエネルギー貯蔵のコスト低減は、独立した電力システムの電力コスト低減をより大きくすることが示された。その結果、送電や土地利用のコストや制約を考慮し、現在 GW スケールで展開されている技術を用いれば、VRE とエネルギー貯蔵に基づく米国のゼロカーボン電力システムが、1時間の分解能で数年にも亘る運用を通じて実現可能であることが示唆された。電力システムの脱炭素化は、個々の州や地域のレベルでも実現可能であるが、国レベルで実施すれば、大幅に低いコストで実現できる(Brown & Botterud, 2021)。

スウェーデンでは、TSO の Svenska Kraftnät が、電化需要を 140 TWh/年から 179 TWh/年に増加させ、現在の原子力発電を再生可能電力に置き換えるという将来シナ

リオを研究している。2040年にピークが来るケースでは、風力発電が106 TWh、太陽光発電が7 TWhと想定されている。残りの電力は水力とバイオ燃料である。スウェーデン国内および近隣諸国への送電が大幅に増加すること(+16 GW)、また、柔軟性のある電気自動車などが想定されている。ピークをカバーするための具体的な新規発電所は想定されていない。アデカシー計算では、31 気象年間のモンテカルロ・シミュレーションを行い、平均値として 0.7 時間/年の間に容量を増やす必要があるという結果となった(SvK, 2018)。

## 7.5 カーボンニュートラルなエネルギーシステムに向けて

エネルギー部門は、熱、輸送、産業プロセスを電化する将来の P2X(電力から X への転換) オプションと結合することで、VRE を主体とした電力システム運用の短期および長期の柔軟性ニーズに対する潜在的なソリューションを提供できる。エネルギーシステムの脱炭素化には、すべてのエネルギー部門の変革が必要である。電力部門については、電力システムが既に低炭素化されている場合、VRE のみを追加することによる直接 CO<sub>2</sub> 排出量の削減は先細りになるが(図 89)、他のエネルギー部門の脱炭素化により、熱、輸送、産業からの CO<sub>2</sub> 排出量が削減されることになる。

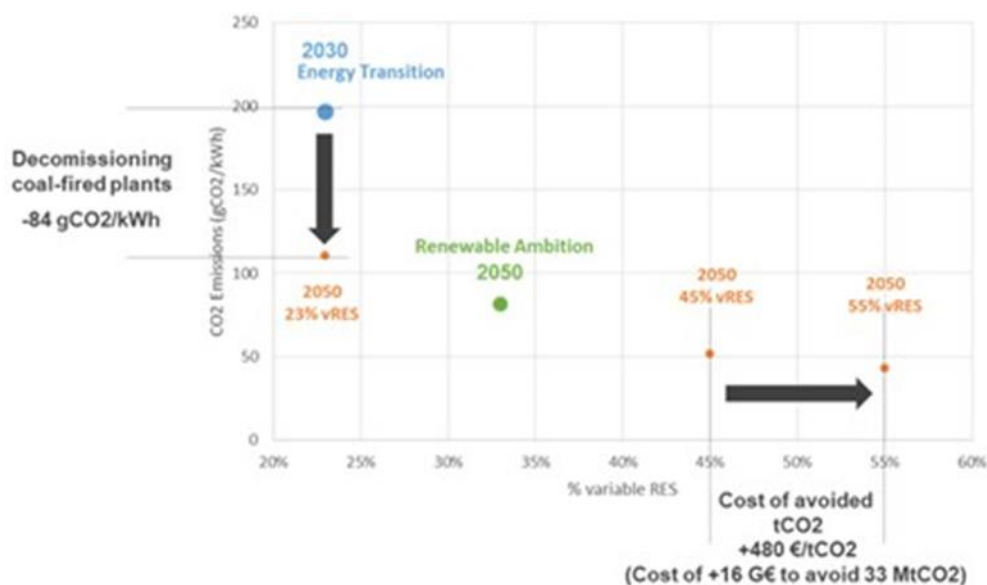


図 89 欧州システムにおける VRE のシェアに応じた 1 kWh あたりの直接 CO<sub>2</sub> 排出量 (出典: EU-SysFlex D2.5, 2020)

ネット・ゼロ・カーボン・エネルギー・システムに向けた意欲的な目標が世界的に発表される中、将来の電力システムにどのように到達するかについて、個々の国や世界全体で多くのシナリオが作られている(IEA, 2021)。再生可能エネルギー100%の電力システム研究と同様に、電力システムの安定度は見落とされており、1 時間ごとの消費と発電の一致に主眼が置かれている。

電化による脱炭素化は、電力需要の大幅な増加を意味する。現在の負荷を減らすためのエネルギー効率化対策にもかかわらず、新たな電化負荷によって電力需要が約 2 倍に増加する。欧州では、プロジェクト eX-tremOS が詳細な評価を行い、欧州の電力需要の大幅な増加をカバーできるだけの VRE ポテンシャルが欧州に存在する

ことが確認されている。国別で見ても、ほとんどの国が同様である。ベルギーやルクセンブルクなど、VREの潜在能力が低い地域の小国でのみ、電力需要が定格VREの潜在能力を上回った(eXtremOS, 2021)。

EUは2030年までに温室効果ガス排出量を1990年比で55%削減することを約束しており、これは2050年の気候中立を達成するための重要なマイルストーンとなる。欧州委員会の分析によると、2050年までにエネルギー部門の排出量を正味ゼロにするためには、難燃部門の間接電化で補完した直接電化が最も費用対効果が高く、エネルギー効率の高い方法であることが明らかになった。ECの各シナリオでは、最終エネルギー需要の4分の3以上が電化されるとされている。最終的なエネルギー使用の57%を電気が直接カバーし、さらに18%を水素とその派生物を通じて間接的に供給する。そのためには、電力システムを現在の3,000 TWh未満から6,800 TWhに拡大し、EUの電力構成のうち風力発電を50%、再生可能エネルギーを81%にする必要がある。2025年以降、風力発電は欧州で第1位の電力供給源となり、2030年にはEUの電力需要の25%を供給するようになると予想されている。

ETIPWind, 2021の報告書では、経済的に深化した脱炭素化は可能であり、GDPに占める割合としての脱炭素化のコストは、現在のエネルギーシステムのコストよりも高くないとしている。GDPに対するエネルギーシステムコストは、2015年並みの10.6%になると予想される。産業界でネットゼロエミッションを達成するためには、鉄鋼、セメント、化学、製油所において、化石燃料の原料を再生可能な水素や誘導体で代替することが必要である。2050年には乗用車の市場が完全に電気自動車になるとみられる。短距離の洋上輸送は技術的に電化することが可能であるが、強固なインフラを提供するためには港湾への投資が必要である。長距離の洋上輸送では、再生可能な水素と並んで、再生可能なアンモニアが最も有望な技術の一つと考えられている。

ヒートポンプは、住宅の電化率を約3倍に高め、建物の冷暖房の脱炭素化を推進する。電力システムへの投資は、遅くとも2025年までに現在の年間400億ユーロから倍増させる必要がある。2030年までに、欧州は現在の50 GWに加え、さらに85 GWの連系システム容量を必要としている。EUは2050年までに300 GWの洋上風力を導入するという目標を達成するために、最適化されたオフショアグリッドを配備する必要がある。海域計画の立案、許認可の迅速化、洋上ハイブリッドプロジェクトを保証する新規市場の取り決めは、最適なオフショアグリッドにするための前提条件である(ETIPWind, 2021)。

英国では、さまざまな脱炭素化シナリオにおいて、熱、輸送、産業、電力の各部門に柔軟性を導入するシステムレベルの価値が示されている。この価値から、最小限のコストで炭素目標を達成しながら安全なエネルギーシステムを実現するには、水素、ガス、輸送、熱、電化インフラの協調のとれた運用と計画がますます重要になることがわかる。エネルギーシステム全体に対する柔軟性の価値は、電力部門だけに対する柔軟性の価値の何倍もある。それは、柔軟性は、統合されたシステムのあらゆるレベルでの相互作用、エネルギーベクトル間での相互作用、および安全なシステムを維持するために必要な秒から季節までの異なるタイムスケールでの相互作用を可能にするからである(Strbac et al, 2020; Strbac & Pudjianto, 2021)。

デンマークでは、2050年にカーボンニュートラルとなることを主な目標としており、2030年にはすでに意欲的な温室効果ガス削減目標を掲げている。この目標には、すべての部門にわたる措置が必要であり、既存の対策の実施と革新的なソリューションの開発を要する(Energinet, 2018, Energinet, 2020)。柔軟性とアデカシーの問題を解決する対策は、2030年の温室効果ガス削減目標にも寄与することが望ましく、電化、火力発電所の段階的廃止、パワーガス利用などの新たな課題がそこから

生じると予想される。全体的な推移は高い不確実性を引き起こしており、この不確実性は潜在的な道筋の研究において調べられてきた。ひとつの道筋は、多くの潜在的な発展を示している。例えば、化石燃料に代わる P2X などの再生可能エネルギー源燃料の生産を含め、暖房部門、運送部門、産業の直接電化を大幅に拡大させることにつながる。これらにより、2030 年の電力需要は当初予想の 50 TWh から、さらに 12~20 TWh 増加し、62~70 TWh の水準になる。エネルギー島を含む洋上風力は、新たに必要とされる再生可能エネルギーのほとんどを供給すると期待されている。この結果は、エネルギーシステムの詳細なモデルに基づいており、周辺国の表現にも組み込まれている。またこの結果を得ることで、さらなる脱炭素化やセクターカップリングの適用を調査が行われた(図 90)。その際、部門にわたる柔軟性オプションも特定することができる。これらのモデルは、さまざまなタイプの「エネルギー生成所」を表し、国全体に広がっている。

エネルギー生成所は、CHP を拡張し、さらに機能を追加したものと理解することができる。これらの追加機能には、例えば、水素、CO<sub>2</sub>(一部の工業工程用)、高温の熱、バイオ燃料や電気燃料(バイオガス、メタンなど)、肥料(アンモニアなど)の生産をする機能などがある。なお、これらは、エネルギー生成所から得られる水素、炭素、窒素などからなる後処理生成物である。これらのモデル化されたエネルギー生成所は、さまざまなセクターを結びつけ、電力価格に応じた運用を行う。電気料金が安い時期(風力・太陽光の余剰電力がある時期など)には、これらの生成所は電気とバイオマスで化学製品や熱を生産し、電気料が高い時期には、バイオマスやバイオガスで電気熱と少量のバイオ燃料を生産している。

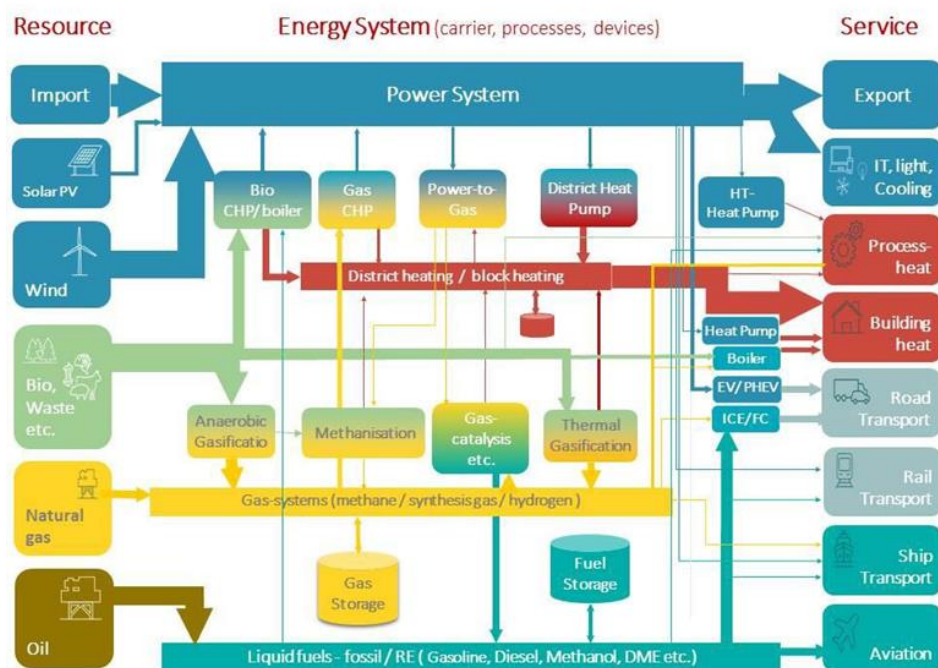


図 90 2035 年のデンマークのエネルギーシステムにおけるエネルギーフロー (出典: Orths & Hansen, 2019)

フランスでは、2050 年にカーボンニュートラルを達成するために、廃炉となった原子炉の一部を新しいものに置き換え、これを再生可能エネルギーのシェアを増や



すことで補完して完全な脱炭素電力ミックスを得るか、廃炉を再生可能エネルギーのみで置き換えるかなど、複数の電力シナリオが検討されている。後者を選択した場合、再生可能エネルギーのシェアは、2050年には約85%~90%、2060年には100%に達することになる。

米国では、“Net-Zero America” 報告書において、米国が経済全体を脱炭素化するための技術的な道筋を5つに分類している。この報告書では、全米規模の大規模な取り組みにより、米国は既存の技術を用い、過去のエネルギー支出に見合ったコストで、2050年までに温室効果ガスの排出をネットゼロにすることができると結論づけている。この研究の5つのシナリオは、全米で必要とされる技術と資本動員の規模とペースを州ごとに詳細に記述しており、土地利用、既存のエネルギー産業、雇用、健康への影響を強調している。この研究では、2050年までに100%の自動車を電気自動車にするために、建物と交通機関を急速に電化する高電化(E+)シナリオを詳述している。電化率がそれほど高くないE-シナリオでは、電化のスピードは遅く、液体燃料や気体燃料をより長く使用する。E- B+と名付けられた別のシナリオは、エネルギーシステムでより多くのバイオマスを利用できるようにするもので、他の4つのシナリオとは異なり、現在食料農業に使われている土地の一部をエネルギー作物の栽培に転換することが必要となる。E+ RE+の道筋は、すべて再生可能エネルギーによるシナリオであり、技術的に最も制約の多いシナリオである。新規の原子力発電所を建設せず、CO<sub>2</sub>の地下貯蔵を認めず、2050年までにすべての化石燃料の使用をなくすことを想定している。その代わりに、風力発電と太陽光発電の大規模かつ迅速な導入と、炭素目標を達成するための水素の増産に頼っている。一方、E+ RE-シナリオは、風力発電と太陽光発電の年間建設量を、過去に同国が達成した最速の速度以下に制限することで、再生可能エネルギーを制限しているが、その他の制限を解除している。このシナリオは、炭素回収を行う発電所や原子力の拡大に、より大きく依存している(Princeton University, 2020)。

また、ZeroByFiftyでは、発電、送電、電力貯蔵を組み合わせた容量拡張・発電シミュレーションモデルで最適化し、米国全域のHVDCマクログリッドの拡張を可能にした。また、分散型発電や電力貯蔵を構築するために、配電のインターフェースを越えて共同最適化した。この研究では、2050年までに米国経済の脱炭素化を実現するための送電の役割について検討した。2050年までに経済全体を脱炭素化するために、現在の2倍以上の送電容量が既存の電力網に追加される。ZeroByFiftyは、HVDCマクログリッドによって完全脱炭素化のコストが1兆円削減されると見ている(Vibrant Energy, 2021)。

エネルギーシステムの完全な脱炭素化において、費用対効果の高い道筋は、化石燃料を使用するエネルギー消費のほとんどを電化することが予想される。しかし、航空、長距離船舶、一部の産業用途、そしておそらく暖房部門のバックアップエネルギー貯蔵として、液体燃料の消費は避けられないと予想される。そのため、二酸化炭素を排出せずに必要な燃料を生産するためのさまざまな道筋を比較することが重要である。Ikäheimo et al. (2019)では、利用可能なバイオマス資源がある場合、バイオマスは合成天然ガスと比較して費用対効果の高い道筋になり得ることが示されている。別の論文では、Ikäheimo et al.(2018)によって、電力からアンモニアへの道筋の可能性が探られている。アンモニアはすでに肥料産業で大量に使用されており、エネルギーベクトルとしても期待できる。この論文では、適切な環境下では、電力から製造したアンモニアは、すでに化石燃料から製造したアンモニアと競争できること、そしてアンモニアが電力システムに時間的・空間的柔軟性をもたらす大きな源となり得ることを実証している。

## 7.6 変動性再生可能エネルギー100%の系統安定度

より広い地域、複数年、電力以外のエネルギー部門を対象とした再生可能エネルギー100%の研究では、安定度の問題を含む将来の運用可能性を評価するための電力システムの詳細が含まれていない。将来の IBR が支配的なグリッドの運用方法を示す作業が始まっている。再生可能エネルギーが主に風力や太陽光で構成されるであろう電力システムにおいては、非同期運用の新しいパラダイムも進む可能性がある (ESIG, 2019)。

EU プロジェクト MIGRATE は、コンバータインターフェースを持つ 100% 発電 (インバータ統合電源 IBR)、したがってゼロに近い自然慣性をベースとする電力システムにおける既存のシステムサービスの新しい選択肢と新しいシステムサービスの必要性を調査した (MIGRATE D3.3 and D3.4, 2019)。主な課題は、非常に低い慣性による周波数安定度の問題を解決することであった。

100% コンバータを用いた電力システムに関連する運用ルールを、想定される妨害事象に対するロバスト性の観点から検討した。インバータベースの装置に電力システムの形成機能を実装するために、新たな電力システムレベルの制御方式と最適化手法を研究した。グリッドフォーミングは、供給支障後、予備力や需給調整が作動する前のごく最初の数ミリ秒を電力システムが維持できるようにする。複数のケーススタディにより、幅広い運転条件下でのグリッドフォーミングシステムレベル制御の性能を検証した。これらの異なる制御戦略は、いずれも満足のいく内容で類似の挙動を示し、互換性があると考えられる。また、従来のアンシラリーサービスが場所を問わないのに対し、本システムは電気慣性の大きさだけでなく、機器の設置場所にも強く依存することが確認された。MIGRATE への実際的なフォローアップとして、OSMOSE のワークパッケージ 3 では、マルチサービス型ハイブリッドストレージによる大規模電力システムの同期化のためのフルスケールグリッドフォーミングユニットが実サイトで試験されている (OSMOSE D3.1, 2019; OSMOSE D3.2, 2019)。

グリッドフォローイングまたはグリッドフォーミングの原理で動作する新しい制御方法の有効性について、英国の試験システムといくつかのベンチマークシステムで調査が行われた。その結果、修正・調整したグリッドフォローイング制御により、周波数、位相角、電圧安定度を維持しながら、調査した試験システムにおいてインバータによる発電の導入率を約 65% にすることが可能であることが示された。さらに、グリッドフォローイング制御とグリッドフォーミング制御を組み合わせることで、安定度限界を理論上 100% まで押し上げることができると明らかになった (MIGRATE D1.6, 2019)。グリッドフォローイング制御またはグリッドフォーミング制御を行うインバータベースのユニットの比率は電力システムに依存する (例えば、調査対象のシステムでは、グリッドフォーミング制御を行うパワーエレクトロニクス・インターフェースユニットが 30%~40% であった)。有効電力を迅速に注入し、減衰を補助的に制御するものとして提案されている制御方法については、グリッドフォーミング制御を行うインバータベースのユニットでさらに研究する必要がある (Perilla et al, 2020)。

EU MIGRATE のアイルランドの電力システムのテストケースでは、既存の化石燃料による火力発電が同等の容量の (大型) コンバータで置き換えられることを想定しており、100% インバータベースのシステムでも、従来の電力システムのセキュリティ問題はほぼ解決されている (Zhao & Flynn, 2021)。このようなシステムのグリッドフォーミング要件 (グリッドフォローイングコンバータと比較して) の下限を特定するために、さまざまなコンバータ構成ですべてのネットワークノードにさまざまな擾乱が加えられ、電力システムがその擾乱に十分耐えられるかどうかを観察された

(図 91)。並列されたコンバータの総容量(MVA)を基準にすると、最低でも 35%~40%のグリッドフォーミングのシェアが必要であることがわかった。安定度の限界点は、最終的にグリッドフォローイングコンバータの位相同期ループ性能に依存することが示された。大型のコンバータが従来の(化石燃料発電所の)送電網上の特定の位置にあると考えるのではなく、はるかに小型のコンバータが電力システム全体に(例えば、風力・太陽光発電所の位置に応じて)ある程度無秩序に分布していると仮定すると、従来のグリッドフォーミングの必要性を電力システム全体の平均として測定した場合、8~10%削減できることも示された(Zhao & Flynn, 2021 年)。ただし、グリッドフォーミングの比率に地域差があるため、適切な大きさの安定度マージンを維持する必要があると考えられる。

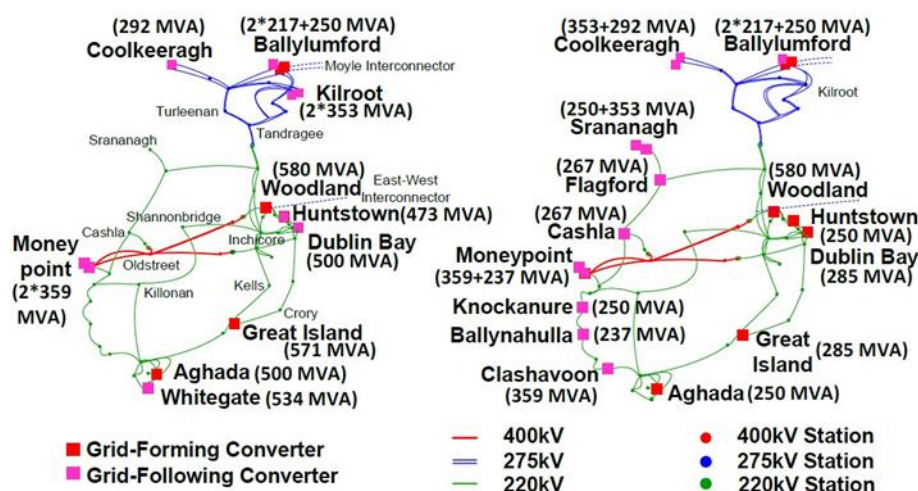


図 91 MIGRATE プロジェクトのアイランド電力システムシミュレーション

左: グリッドフォーミングコンバータとグリッドフォローイングコンバータの「都市」配電、  
右: 「遠隔」配電(出典: Zhao & Flynn, 2021)

このプロジェクトでは、新しい形の準同期制御相互作用(SSCI)も検証された。これにより、風車のコンバータ制御を最適化したり、コンバータに補助制御装置を導入するなどの緩和策が提案された。またこのプロジェクトでは、SSCI に対処するためのさまざまな緩和策を設計、評価、検証するための手法も開発された。最後に、リアルタイム運用時の SSCI リスクを管理するために、人工知能に基づく新しい方式が提案された(MIGRATE D1.6, 2019)。

## 8. 結論

電力・エネルギーシステムの設計と運用は、進化しつつある分野である。世界的に脱炭素エネルギーシステムの実現に向けた意欲的な目標が発表される中、風力や太陽光を中心とした変動する再生可能エネルギーを大量に導入するシナリオが多く描かれている。電力システムはますます複雑化している。変動性再生可能エネルギーと新たな電化負荷が両方共に増加し、送配電システムとの調整を必要とする配電システム資源も増加することで、電力システムごとに異なる課題に対処することになる。

将来の電力・エネルギーシステムを研究するためのツールや手法も進化する必要があり、短期的な運用面(電力システムの安定度など)と長期的な運用面(供給力のアデカシーなど)の両方で、おそらく新しい運用・設計のパラダイムが見られるようになる。大量の変動電源を伴う電力システムの運用・計画の経験が蓄積され、インバータを用いた非同期電源の課題に取り組む研究が進んでいる。また、エネルギー転換とデジタル化は、短期的にも長期的にも、新たな柔軟性の機会をもたらす。

本報告書は、IEA Wind TCP Task 25 における国際協力に取り組む 17 カ国から得られた経験と研究結果をまとめたものである。主な報告事項は以下のとおりである。

- 風力・太陽光発電の出力と予測を系統運用やシミュレーションに組み込む方法(第2章)
- 送電システムと発電容量の長期的なアデカシーを計画する方法(第3節、第4節)
- 安定面を含む電力システムの運用の管理方法(第5章)
- 将来の電力・エネルギーシステムにおける風力発電について、不必要な出力抑制を避け、風力発電所から系統支援を提供し、運用方法と柔軟性を改善しつつ、風力発電の価値を高める方法(第6節)
- 再生可能エネルギー100%システムの実現に向けて現状を打破し、課題を浮き彫りにし、評価に必要な方法論を進化させること(第7章)

**電力システム全体に亘る風力発電の変動性と不確実性:** 大規模な風力発電の実測データも増えてきており、平滑化の強い影響があることがわかる。欧州では、風力発電の総出力が設備容量の5%以下になるのは年間1時間だけで、それ以上の時間、設備容量の10%以下になることは稀である(年間最大で30~40時間連続)。暴風雨時の出力変化は1時間で設備容量の25%に達することもあるが、大きな国であれば極端な出力変化でも設備容量の10%程度である。また、暴風雨は最も大きな予測誤差をもたらす。模擬された時系列は、これまで平滑化の影響を捉えることが難しいという問題があった。しかし、欧州の ERA5 などの最新の気象データセットでは、将来の風力発電を表しているという点で優れた性能を示している。風力と太陽光の相補性が高く、複合的な変動を抑えることができる。短期的な予測はまだ改善されおらず、電力システム研究のために予測誤差を模擬する方法も進化している。

**送電計画:** 風力発電の比率が高い場合、新たな送電が必要となる。風力や太陽光のシェアが高くなると、インフラ構築のコストを上回って送電の便益が大きくなる。地域送電計画は欧州では良い経験となっており、米国の電力システム向け HVAC リンクで拡張された特別な HVDC オーバーレイが良い費用対効果を示している。洋上の大型設備、オフショアグリッド、エネルギー島などのハイブリッド化の流れは、多くの国や電力システムに見られるようになり、これらは系統計画の課題を増やすことになる。

**長期的供給信頼度と電力の安定供給の確保:** ほとんどの国では、長期的な(戦略的)

予備力や容量支払の評価において、風力発電はまだ考慮されていない。アデカシー分析に調査対象エリアと隣接エリアの両者の風力発電容量を反映させる(実際の受け入れ可能性を考慮する)ことが望ましい。風力の容量価値は、面積が広いほど高くなり、風力発電の増加による減少傾向は顕著ではない。風力や太陽光のシェアが高い場合は、極値的事象を捉えるために十分なデータを考慮し、発電アデカシーや風力発電の容量価値を評価する際に隣接エリアを考慮するマルチエリア法を適用することが重要である。風力発電や太陽光発電が主体の将来のシステムでは、電力貯蔵や需要側の柔軟性をアデカシー分析で捉えるための新しい指標やツールが必要である。

**短期的システム信頼度の確保:** 風力発電の統合に関する研究では、電力需要に占める風力の割合が 30%から 40%の場合、風力と太陽光をより広い地域でバランスさせることができれば、需給調整の課題が減り、送電電力量の増加により出力抑制の課題が減り、電力システムレベルの需給調整のための新たな電力貯蔵施設は必要ないことが示されている。変動性や不確実性の増大による運転予備力の増加の見積もりは、動的な予備力設定へと発展してきた。経験上、運用方法を変えることで、風力発電や太陽光発電の容量増加による予備力増加を相殺できる可能性がある。風力シェアが高い評価では、電力システムの動特性の重要性が増している。低慣性を緩和する方法は、アイルランド、テキサス、イギリス、北欧の電力システムなどの中小規模のシステムや、イタリアなどの同期システムの周辺部ですでに使われている。また、風力や太陽光が高い比率を占める場合を研究する際には、新しい制御技術(グリッドフォーミングインバータ技術の導入など)により同期調相機や送電線の追加の必要性を抑えられるため、脆弱な電力システムによる他の動的安定度の問題も重要になってきている。

**運用中の風力発電の価値を最大化:** より柔軟な電力システムは、変動エネルギー源をより高い価値で利用できる。したがって、風力発電の価値を最大化するための主な要因は、風力発電以外にある。しかし、風力発電はシステムサービスを提供することによってもその価値を高めることができる。需給調整と周波数制御のためのサービスは、一部の電力システムではすでに最先端となっており、電圧制御も登場している。安定度支援のための新しい機能を提供することができ、グリッドフォーミングインバータによる機能が実証されてきた。中国での出力抑制の経験から、電力システムを強化し発電所の柔軟性を向上させると、風力発電を出力抑制する必要を抑えられることがわかっている。欧州では、風力や太陽光の比率が高まるにつれて、徐々に出力抑制が高まっている。今後、これを管理するための主要な解決策として、電力システムの強化が考えられている。また、既存の電力システムを十分に活用するための運用手法も重要である。その際、セキュリティマージンを決定するためのほぼリアルタイムの情報に加え、有効電力管理(移相変圧器、動的線路定格、潮流制御)および無効電力管理(リアクトル・コンデンサ、同期調相機、STATCOM)が用いられる。混雑管理は進化しており、配電システムに接続された資源から柔軟性を引き出す新たな方法が開発されている。運用慣行を変える手段のひとつに、市場がある。さまざまな電源による柔軟性と、電力供給に近い運用を可能にし、インセンティブを与える市場設計は、風力発電と太陽光発電の設備容量の増加を促進する。風力発電や太陽光発電のシステムサービスを可能にすることは、電力システムレベルでの便益だけでなく、市場環境において風力発電や太陽光発電の新しい収入源となり得る。送電、水力・火力発電所、電力貯蔵、需要側からの柔軟性による便益は、さまざまな研究によって示されている。

**現状の打破:** 再生可能エネルギー100%の電力システムや、電力以外のエネルギー部門を脱炭素化したネットゼロエネルギーシステムにおいて、時間毎のエネルギー

収支がどのように維持されるかを検討した技術経済研究もある。しかし、電力システムの安定度は、時間毎の需給一致に主眼を置いた 100% (エネルギーバランス) 研究の一環として見落とされがちであった。これまでのところ、長期的な課題と短期的な課題の両方を包括的に取り上げた研究はない。100%IBR 接続システムの安定度に関する最初の研究が行われ、有望な結果が得られている。IBR は、有効電流と無効電流を独立に制御し、さまざまな系統条件に対して機器の応答を形成することができるため、高い柔軟性と制御性を持つことができる。その結果、ある面では IBR が同期機よりも系統支援できるような動作をするように仕向ける機会がある可能性がある。しかし、その変化は非常に大きく、必要とされる系統サービスの定義など、電力システムの根本的な見直しが必要となっている。

風力・太陽光発電は、将来の電力システムに大きく貢献し、現在の電力需要の 150%から 300%という意欲的な電化需要の増加に必要な再生可能エネルギーを提供することは間違いない。これらのエネルギーはまた、インバータの能力をフルに活用することで、将来の電力システムの基幹となる可能性を秘めている。これはまだ進行中であるが、非同期電力システムの運用と長期的な資源アデカシーの新しいパラダイムが開発されつつあり、送電システム運用者のために一連の新しいツールや方法が実装されている。



## 謝辞

著者一同は、以下の方々に謝意を表す。

- 予測誤差精度の更新(図 21)および系統支援サービスに対応している風力発電所の数に関するデータの更新について、REE (Marta Perez Garcia 氏)に感謝する。
- 第 5.1.1 節と第 6.3.4 節の運転予備力要件の更新について、ERCOT (Julia Matevosyan 氏)に感謝する。
- 今後の予測改善の可能性についての文章にコメントをいただいたことに対し、IEA Wind TCP Task36 予測運用エージェント Gregor Giebe 氏に感謝する。

## 参考文献

- ACP. 2020. Clean Power Annual 2020. Report by American Clean Power Association ACP, available at <https://cleanpower.org/wp-content/uploads/2021/07/ACP-CPA-2020-Public.pdf>
- Adam, G.P., Vrana, T.K., Li, R., Li, P., Burt, G. & Finney, S. 2019. “Review of technologies for DC grids – power conversion, flow control and protection”, IET Power Electronics, 2019.
- Adams, J. Carter, C., Huang, S. 2017. ERCOT experience with Sub-synchronous Control Interaction and proposed remediation, PES T&D 2012, 2012, pp. 1-5, doi:10.1109/TDC.2012.6281678.
- AEMO. 2017. Black System South Australia 28 September 2016. Australian Energy Market Operator (AEMO) report. Available at [https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/Market\\_Notices\\_and\\_Events/Power\\_System\\_Incident\\_Reports/2017/Integrated-Final-Report-SA-Black-System-28-September-2016.pdf](https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/Market_Notices_and_Events/Power_System_Incident_Reports/2017/Integrated-Final-Report-SA-Black-System-28-September-2016.pdf).
- AIGS. 2008. All island grid study. <http://www.dcenr.gov.ie/Energy/North-South+Cooperation+in+the+Energy+Sector/All+Island+Electricity+Grid+Study.htm>.
- Algarvio, H. & Knorr, K. 2017. New market products. Work Package 83 - Deliverable D83.2. IRP Wind Project (<http://www.irpwind.eu>).
- Askeland, M., Jaehnert, S. & Korpås, M. 2016. Electricity Markets with Capacity Remuneration including Energy Storage. Presentation at the CEDREN Hydrobalance User Meeting. Available at: <http://www.cedren.no/Projekter/HydroBalance/Publikasjoner/HydroBalance-user-meeting-2016>.
- Asmine, M., Langlois, C.-E. & Aubut, N. 2016. Inertial response of wind power plants during a frequency disturbance on the Hydro-Quebec system – Event analysis and validation. Proceedings of WIW16.
- Aten, M., Shanahan, R., Mosallat, F., Wijesinghe, S. 2019. Dynamic simulations of a black starting offshore wind farm using grid forming converters. In: 18th Wind Integration Workshop. Energynautics GmbH, Dublin, Ireland, Oct 2019.
- Badrzadeh, B., Modi, N., Lindley, J., Jalali A., and Lu, J. 2021. Power System Operation With a High Share of Inverter-Based Resources: The Australian Experience. in IEEE Power and Energy Magazine, vol. 19, no. 5, pp. 46- 55, Sept.-Oct. 2021, doi:10.1109/MPE.2021.3088744.
- BEST PATHS D9.3. 2018. BEST PATHS DEMO#2: Final Recommendations For Interoperability Of Multivendor HVDC Systems. BEST PATHS H2020 EU project, <http://www.bestpaths-project.eu/contents/publications/d93--final-demo2-recommendations--vfinal.pdf>.
- Biellmann, H., Buquet, M., Chay, P., Schwery, A., Costan, V., Drommi, J.L. & Prime, G. 2020. “The benefits of implementing Synchronous Compensators in grids with high penetration of Renewables”, C1102, CIGRE 2020.
- Biermann, K., Cali, Ü., Füller, G., Haubold, R., Heinze, D., Herrmann, O., Jursa, R., Lange, B., Moradi, J., Rohrig, K., Schlögl, F. & Söldner, S. 2005. Entwicklung eines Rechenmodells zur Windleistungsprognose für das Gebiet des deutschen Verbundnetzes. Report of the Institute for Solar Energy Systems (ISET), University Kassel for the Federal Ministry for Environment, Nature Conservation and Nuclear

- Safety.
- Bird, L., Lew, D., Milligan, M., Carlini, E.M., Estanqueiro, A., Flynn, D., GomezLazaro, E., Holttinen, H., Menemenlis, N., Orths, A., Eriksen, P.B., Smith, J.C., Soder, L., Sorensen, P., Altiparmakis, A., Yasuda, Y., Miller, J. 2016. Wind and solar energy curtailment: A review of international experience. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 65, pp. 577- 586
- Bundesnetzagentur. 2019. Bundeskartellamt, Monitoring report 2019 - Key - findings and summary. Germany.
- Blom, E., Söder, L., & Risberg, D. 2020. Performance of multi-scenario equivalent hydropower models. *Electric power systems research*, vol. 187, 2020.
- Bloom, A., Townsend, A., Palchak, D., Novacheck, J., King, J., Barrows, C. & Gruchalla, K. 2016. Eastern Renewable Generation Integration Study. NREL/TP-6A20-64472. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. Video available at: [https://www.youtube.com/watch?v=jx9\\_4GNkbIQ](https://www.youtube.com/watch?v=jx9_4GNkbIQ).
- Brinkman, G., Bain, D., Buster, G., Draxl, C., Das, P., Ho, J., Ibanez, E., Jones, R., Koebrich, S., Murphy, S., Narwade, V., Novacheck, J., Purkayastha, A., Rossol, M., Sigrin, B., Stephen, G., & Zhang, J. 2021. The North American Renewable Integration Study: A U.S. Perspective. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-79224. <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/79224.pdf>.
- Brown, T.W., Bischof-Niemz, T., Blok, K., Breyer, C., Lund, H. & Mathiesen, B.V. 2018. “Response to ‘Burden of proof: A comprehensive review of the feasibility of 100% renewable-electricity systems,’” in *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol 96, 2018.
- Brown, P., Botterud, A. 2021. The Value of Inter-Regional Coordination and Transmission in Decarbonizing the US Electricity System. *Joule* 5, 115–134, January 20, 2021. Elsevier Inc. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2020.11.013>.
- Buchhagen, C., Rauscher, C., Menze, A., Jung, J. 2015. BorWin1 – First Experiences with harmonic interactions in converter dominated grids. In *Proceedings of International ETG Congress 2015*, Bonn, Nov 17-18, 2015.
- Bundesnetzagentur. 2019. Bedarfsermittlung 2019-2030, Fact Sheet zur Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom, [www.netzausbau.de](http://www.netzausbau.de), Bonn, Germany, 2019.
- Bødal, E.F. & Korpås, M. 2017. Regional Effects of Hydrogen Production in Congested Transmission Grids with Wind and Hydro Power. In *Proceedings of IEEE EEM Conf.*, 2017.
- Bødal, E.F. & Korpås, M. 2020. Value of Hydro Power Flexibility for Hydrogen Production in Constrained Transmission Grids. *Int.J Hydrogen Energy*, 45(2), 2020.
- Chao, H. 2012. “Competitive Electricity Markets with Consumer Subscription Service in a Smart Grid”, *Journal of Regulatory Economics*, Vol. 41 p. 155– 180.
- Chernyakhovskiy, I., Koebrich, S., Gevorgian, V. & Cochran, J. 2019. Grid-friendly Renewable Energy: Solar and Wind Participation in Automatic Generation Control Systems. Report by NREL for Greening the Grid programme of USAID. Available at <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/73866.pdf>.
- Couto, A., Estanqueiro, A. 2020. Exploring Wind and Solar PV Generation Complementarity to Meet Electricity Demand. *Energies*, 13(4132), 21. <https://doi.org/10.3390/en13164132>.
- Couto, A., Duque, J., Algarvio, H., Estanqueiro, A., Pestana, R., Esteves, J. & Cao, Y. 2020. Impact of the dynamic line rating analysis in regions with high levels of wind and

- solar PV generation. In IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe) 2020 Oct 26 (pp. 1206–1210).IEEE.
- Crosara, A., Tomasson, E. & Söder L. 2020. Generation Adequacy in the Nordic and Baltic Region:Case Studies from 2020 to 2050:Flex4RES Project Report, KTH Royal Institute of Technology, Stockholm, 2019.Available from <http://kth.diva-portal.org/smash/record.jsf?pid=diva2%3A1336561&dswid=6476>.
- Daly, P., Qazi, H.W. & Flynn, D. 2019. “RoCoF-constrained scheduling incorporating non-synchronous residential demand response”, IEEE Trans.Power Systems, Vol. 34(5), pp. 3372–3383.
- Danti Lopez, I., Desmartin, M., Saguan, M. & Flynn, D. 2018. “Drivers for sub-hourly scheduling in unit commitment models”, IEEE PES General Meeting, Portland, USA, 5-9 August 2018.
- Das, K., Altin, M., Hansen, A. D., Nuño Martinez, E., Sørensen, P. E., Thybo, G. W., Rangård, M., & Skytte, K.M. 2017. Facing the challenges of distribution systems operation with high wind power penetration. IEEE PowerTech 2017 Manchester.
- Dawkins, L.C. 2019. Weather and Climate Related Sensitivities and Risks in a Highly Renewable UK Energy System: A literature Review, UK Met Office, June 2019.
- DEA. 2018. Model Analysis of Flexibility of the Danish Power System.Danish Energy Agency DEA, May 2018 available at [https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Globalcooperation/Publications\\_reports\\_papers/mo\\_del\\_analysis\\_of\\_flexibility\\_of\\_the\\_danish\\_power\\_system.2018.05.15.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Globalcooperation/Publications_reports_papers/mo_del_analysis_of_flexibility_of_the_danish_power_system.2018.05.15.pdf).
- Denholm, P., Sun, Y., Mai, T. 2019. <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/72578.pdf>.
- Dobschinski, J. 2014. How good is my forecast?Comparability of wind power forecast errors.Proceedings of the 13th International Workshop on Large- Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants, 11-13 November 2014, Berlin, Germany, 2014.
- Dobschinski, J., Siefert, M., Saint-Drenan, Y.-M., Braun, A., Vogt, S. & Röpnack, A. 2016. Development of innovative weather and power forecast models for the grid integration of weather dependent energy sources. Proceedings of the WindAc conference, Cape Town, South Africa, November, 2016.
- Dobschinski J. & Kanefendt T. 2020. Freileitungsmonitoring auf Basis meteorologischer Informationen.Conference proceedings “Zukünftige Netze”, Berlin, 2020.
- EC European Commission. 2020. An EU Strategy to harness the potential of offshore renewable energy for a climate neutral future.Available at: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0741&from=EN>.
- EC/COWI. 2019. Study on Baltic offshore wind energy cooperation under BEMIP.Final report.DOI 10.2833/864823.Available at [https://ec.europa.eu/en-ergy/studies/study-baltic-offshore-wind-energy-cooperation-under-be-mip\\_en](https://ec.europa.eu/en-ergy/studies/study-baltic-offshore-wind-energy-cooperation-under-be-mip_en).
- EirGrid and SONI. 2010. All Island TSO Facilitation of Renewable Studies.June, 2010. Available at <http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Facilitation-of-Renewables-Report.pdf>.
- EirGrid and SONI. 2017. “DS3 System Services:Qualification Trials Process Outcomes and Learnings”, November 2017. 116 p. Available at <https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/DS3-System-Services-Qualification-Trials-Process-Outcomes-and-Learnings-2017.pdf>.
- EirGrid and SONI. 2018. Annual Renewable Energy Constraint and Curtailment Report 2017, published June 2018.

- EirGrid and SONI. 2019. All-Island Ten Year Transmission Forecast Statement.288 p. Available at <http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/All-Island-Ten-Year-Transmission-Forecast-Statement-2019.pdf>.
- EirGrid and SONI. 2021. Shaping our Electricity Future:Technical report.190 p. Available at <https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Full-Technical-Report-on-Shaping-Our-Electricity-Future.pdf>.
- Electranix. 2021. Hawaiian Electric Island-Wide PSCAD Studies (Stage 2 System Impact Study).June, 2021. 50p.Available at <https://dms.puc.hawaii.gov/dms/DocumentViewer?pid=A1001001A21F14B62327F00172>
- Elia. 2018. Study on the review of the black start ancillary services. <https://www.elia.be/en/public-consultation/20181005-review-of-the-black-start-ancillary-service>.Accessed 25 November 2020.
- Elia. 2019. Future-proofing the EU energy system towards 2030 - Levers to realise the next phase of the energy transition in a timely and efficient way with maximum welfare for society.Technical report, [https://www.eliagroup.eu/-/media/project/elia/shared/documents/elia-group/publications/studies-and-reports/20191212\\_future\\_proofing\\_eu\\_system\\_2030.pdf](https://www.eliagroup.eu/-/media/project/elia/shared/documents/elia-group/publications/studies-and-reports/20191212_future_proofing_eu_system_2030.pdf).
- Energinet. 2018. System Perspective 2035.March 2018.Available online: <https://energinet.dk/Om-publikationer/Publikationer/RS-Analyse-Marts-2018-Systemperspektiv-2035>.
- Energinet. 2020. Redegørelse for Elforsyningsikkerhed (in Danish).Available on- line: <https://energinet.dk/Om-publikationer/Publikationer/Redegoerelse-for-elforsyningsikkerhed-2020>.
- ENTSO-E. 2018. Oscillation Event 03.12.2017.System Protection and Dynamics WG, March 2018.Available at [https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/Regional\\_Groups\\_Continental\\_Europe/OSCILLATION\\_REPORT\\_SPD.pdf](https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/Regional_Groups_Continental_Europe/OSCILLATION_REPORT_SPD.pdf).
- ENTSO-E. 2020. Completing the map – Power System Needs in 2030 and 2040, November 2020. 70 p. Available at [https://eepublicdownloads.azureedge.net/tyndp-documents/IO2020/200810\\_IO2020mainreport\\_beforeconsultation.pdf](https://eepublicdownloads.azureedge.net/tyndp-documents/IO2020/200810_IO2020mainreport_beforeconsultation.pdf).
- ENTSO-E et al. 2020. “High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources and the Potential Contribution of Grid Forming Converters”.Technical Report.63 p. [High\\_Penetration\\_of\\_Power\\_Electronic\\_Interfaced\\_Power\\_Sources\\_and\\_the\\_Potential\\_Contribution\\_of\\_Grid\\_Forming\\_Converters.pdf](#) (entsoe.eu).
- ENTSO-E TYNDP. 2020. Ten Year Network Development Plan (TYNDP).90 p. Available at [https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2020/Forconsultation/TYNDP2020\\_Report\\_forconsultation.pdf](https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2020/Forconsultation/TYNDP2020_Report_forconsultation.pdf)
- EPRI 2019 Flexibility Methods and Guidelines:Assessing Operational Flexibility in Systems with High Penetrations of Variable Generation – 2019 Update.Available at <https://www.epri.com/research/programs/067417/results/3002016257>.
- ERCOT. 2018. Dynamic Stability Assessment of High Penetration of Renewable Generation in the ERCOT Grid.40p.Ercot.Available at [http://www.ercot.com/content/wcm/lists/144927/Dynamic\\_Stability\\_Assessment\\_of\\_High\\_Penetration\\_of\\_Renewable\\_Generatio....pdf](http://www.ercot.com/content/wcm/lists/144927/Dynamic_Stability_Assessment_of_High_Penetration_of_Renewable_Generatio....pdf)
- ESIG. 2019. Toward 100% Renewable Energy Pathways:Key Research Needs.Dec 2019.Available at [www.esig.energy](http://www.esig.energy).

- ETIPWind. 2021. Getting fit for 55 and set for 2050. June, 2021. 72p. Available at <https://etipwind.eu/files/reports/Flagship/fit-for-55/ETIPWind-Flagship-report-Fit-for-55-set-for-2050.pdf>
- EU. 2019. Methodology for the European resource adequacy assessment in accordance with Article 23 of Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity. Available at [https://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20No%2024-2020\\_Annexes/ACER%20Decision%2024-2020%20on%20ERAA%20-%20Annex%20I.pdf](https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20No%2024-2020_Annexes/ACER%20Decision%2024-2020%20on%20ERAA%20-%20Annex%20I.pdf).
- ESIG. 2021a. Transmission Planning for 100% Clean Electricity. Energy Systems Integration Group, Reston, VA. Available at <https://www.esig.energy/reports-briefs> or directly at <https://www.esig.energy/wp-content/uploads/2021/02/Transmission-Planning-White-Paper.pdf>
- ESIG. 2021b. Redefining Resource Adequacy for Modern Power Systems. Redefining Resource Adequacy Task Force. Energy Systems Integration Group, Reston, VA. Available at <https://www.esig.energy/reports-briefs> or directly at <https://www.esig.energy/wp-content/uploads/2021/08/ESIG-Redefining-Resource-Adequacy-2021.pdf>
- EU RealValue. 2018. Realising Value from Electricity Markets with Local Smart Electric Thermal Storage Technology. <https://cordis.europa.eu/project/id/646116>.
- EU-SysFlex D2.1. 2018. State-of-the-Art Literature Review of System Scarcities at High Levels of Renewable Generation. EU-SysFlex H2020 project, <https://eu-sysflex.com/documents/>
- EU-SysFlex D2.2. 2018. EU-SysFlex Scenarios and Network Sensitivities. EU-SysFlex H2020 project, <https://eu-sysflex.com/documents/>
- EU-SysFlex D2.4. 2020. Technical Shortfalls for Pan European Power System with High Levels of Renewable Generation. EU-SysFlex H2020 project, <https://eu-sysflex.com/documents/>
- EU-SysFlex D2.5. 2020. Financial Implications of High Levels of Renewables on the European Power System. EU-SysFlex H2020 project, <https://eu-sysflex.com/documents/>
- EU-SysFlex D2.6. 2021. Mitigation of the Technical Scarcities Associated with High Levels of Renewables on the European Power System, <https://eu-sysflex.com/documents/>
- EU-SysFlex D3.2. 2020. Conceptual market organisations for the provision of innovative system services: role models, associated market designs and regulatory frameworks. EU-SysFlex H2020 project, <https://eu-sysflex.com/documents/>
- EU-SysFlex D6.3. 2019. Grid simulations and simulation tools. Preliminary results. EU-SysFlex H2020 project, <https://eu-sysflex.com/documents/>
- EWITS. 2010. Eastern Wind Integration and Transmission Study. Enernex. NREL/SR-550-47078. 242 p. [https://www.nrcm.org/wp-content/uploads/2013/10/DOE\\_Eastern-Wind-Integration-and-Transmission-Study\\_2010.pdf](https://www.nrcm.org/wp-content/uploads/2013/10/DOE_Eastern-Wind-Integration-and-Transmission-Study_2010.pdf).
- eXtremOS. 2021. Final report to be posted online <https://extremos.ffe.de>.
- Fernandez, E., Albizu, I., Bedialauneta, M.T., Mazon, A.J. & Leite, P.T. 2016. Review of dynamic line rating systems for wind power integration. Renewable and Sustainable Energy Reviews 53, pp. 80–92.
- Flynn, D., Rather, Z., Ardal, A., D'Arco, S., Hansen, A.D., Cutululis, N.A., Sorensen, P.,



- Estanquero, A., Gómez, E., Menemenlis, N., Smith, C. & Wang, Y. 2017. Technical impacts of high penetration levels of wind power on power system stability. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, vol. 6, no. 2.
- Fournel, J., Prime, G. & Wang, Y. 2020. “Assessment of the dynamic frequency stability of the future Continental Europe power system – Interconnected incidents and system splits”, C4207, CIGRE 2020.
- GE. 2021. Canadian Provincial Grid Code Study. Report for The Wind Energy Institute of Canada and Natural Resources Canada’s Utility Forum. Sep 2021. 136 p. Available at <https://weican.ca/docs/Canadian%20Provincial%20Grid%20Code%20Study%20-%20Final%20Public%20R2.pdf>
- Gea-Bermúdez, J., Pade, L.-L., Koivisto, M.J. & Ravn, H.V. 2020. Optimal generation and transmission development of the North Sea region: impact of grid architecture and planning horizon, *Energy*, vol. 191, 116512, 2020.
- Gomes, V., Wang, Y., Breton, A., Mourier, M., Holicki, L. & Letzel, M. 2020. “Provision of FCR reserve by wind power plants: capability and performance assessment based on experimental results”, *Wind Integration Workshop 2020*.
- G-PST. 2021. Inaugural Research Agenda. Available at [https://globalpst.org/wp-content/uploads/042921G-PST-Research-Agenda-Master-Documents-FINAL\\_updated.pdf](https://globalpst.org/wp-content/uploads/042921G-PST-Research-Agenda-Master-Documents-FINAL_updated.pdf).
- Graabak, I., Jaehnert, S., Korpås, M. & Mo, B. 2017. Norway as a Battery for the Future European Power System—Impacts on the Hydropower System. *Energies* 10, no. 12:2054. <https://doi.org/10.3390/en10122054>.
- Graabak I., Jaehnert S., Korpås M. & Mo B. 2019. Norway as a Battery for the Future European Power System – Comparison of Two Different Methodological Approaches. In: Helseth A. (eds) *Proceedings of the 6th International Workshop on Hydro Scheduling in Competitive Electricity Markets*. HSCM 2018. Springer, Cham. [https://doi.org/10.1007/978-3-030-03311-8\\_10](https://doi.org/10.1007/978-3-030-03311-8_10).
- Guminski, A., Böing, F., Murmann, A. & von Roon, S. 2018. System effects of high demand-side electrification rates: A scenario analysis for Germany in 2030. *WIREs Energy Environ.* 2019, 8: null. doi:10.1002/wene.327.
- Gustavsen, B.A. & Mo, O. 2017. “Variable Transmission Voltage for Loss Minimization in Long Offshore Wind Farm AC Export Cables”, *IEEE Transactions on Power Delivery*.
- Hansen, A. & Altin, M. 2015. Impact of advanced wind power ancillary services on power system. DTU Wind Energy E-0081. Available at: [http://orbit.dtu.dk/files/107186047/DTU\\_Wind\\_Energy\\_E\\_0081.pdf](http://orbit.dtu.dk/files/107186047/DTU_Wind_Energy_E_0081.pdf).
- Hansen, A., Altin, M. & Cutululis, N.A. 2015. Modelling of wind power plant controller, wind speed time series, aggregation and sample results. DTU Wind Energy E-0064. Available at: [http://orbit.dtu.dk/files/107186057/DTU\\_Wind\\_Energy\\_E\\_0080.pdf](http://orbit.dtu.dk/files/107186057/DTU_Wind_Energy_E_0080.pdf).
- Hasche, B., Keane, A. & O'Malley, M. 2011. Capacity Value of Wind Power, Calculation, and Data Requirements: the Irish Power System Case. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 1, pp. 420-430.
- Heard, B.P., Brook, B.W., Wigley, T.M.L. & Bradshaw, C.J.A. 2017. “Burden of proof: A comprehensive review of the feasibility of 100% renewable-electricity systems,” in *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol 76.

- Heggarty, T., Bourmaud, JY., Girard, R. & Kariniotakis, G. 2019. “Multi-temporal assessment of power system flexibility requirement, *Applied Energy* 2019;238:1327–36, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.01.198>.
- Heggarty, T., Bourmaud, JY., Girard, R. & Kariniotakis, G. 2020. “Quantifying power system flexibility provision”, *Applied Energy* 279 (2020) 115852, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115852>.
- Helistö, N., Kiviluoma, J. & Holttinen, H. 2017. Sensitivity of electricity prices in energy-only markets with large amounts of zero marginal cost generation. Proceedings. Article no. 7981893. 14th International Conference on the European Energy Market, EEM 2017, 6–9 June 2017, Dresden, Germany. <https://doi.org/10.1109/EEM.2017.7981893>.
- Helistö, N., Kiviluoma, J. & Holttinen, H. 2018. Long-term impact of variable generation and demand side flexibility on thermal power generation. *IET Renewable Power Generation*, 12(6), 718–726. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2017.0107>.
- Helistö, N., Kiviluoma, J., Holttinen, H., Lara, J.D. & Hodge, B.-M. 2019. Including operational aspects in the planning of power systems with large amounts of variable generation: a review of modeling approaches. *WIREs Energy Environment*, 8(5), e341. <https://doi.org/10.1002/wene.341>.
- Helistö, N., Kiviluoma, J. & Reittu, H. 2020. Selection of representative slices for generation expansion planning using regular decomposition. *Energy*, 211, 118585. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118585>.
- Helistö, N., Kiviluoma, J., Morales-España, G. & O'Dwyer, C. 2021. Impact of operational details and temporal representations on investment planning in energy systems dominated by wind and solar. *Applied Energy*, 290, 116712. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.116712>.
- Hirth, L. & Müller, S. 2016. System-friendly wind power: How advanced wind turbine design can increase the economic value of electricity generated through wind power, *Energy Economics*, Volume 56, Pages 51–63, <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2016.02.016>.
- Hodge, B.-M., Jain, H., Brancucci, C., Seo, G.-S., Korpås, M., Kiviluoma, J., Holttinen, H., et al. 2020. Addressing technical challenges in 100% variable inverter-based renewable energy power systems”. *Wiley Interdisciplinary Reviews:Energy and Environment*, vol 9, iss.5, e354 <https://doi.org/10.1002/wene.376>.
- Holttinen, H., Lemström, B., Meibom, P., Bindner, H., Orths, A., van Hulle, F., Ensslin, C., Hofmann, L., Winter, W., Tuohy, A., O'Malley, M., Smith, P., Pierik, J., Tande, J.O., Estanqueiro, A., Ricardo, J., Gomez, E., Söder, L., Strbac, G., Shakoor, A., Smith, J.C., Parsons, B., Milligan, M. & Wan, Y. 2007. Design and operation of power systems with large amounts of wind power. State-of-the-art report. Espoo, VTT.119 p. + app.25 p. VTT 119 Working Papers; 82 ISBN 978-951-38-6633-4. Available at: <http://www.vtt.fi/inf/pdf/workingpapers/2007/W82.pdf>.
- Holttinen, H., Meibom, P., Orths, A., van Hulle, F., Lang, B., O'Malley, M., Pierik, J., Ummels, B., Tande, J.O., Estanqueiro, A., Matos, M., Ricardo, J., Gomez, E., Söder, L., Strbac, G., Shakoor, A., Smith, J.C., Milligan, M. & Ela, E. 2009. Design and operation of power systems with large amounts of wind power. Final report, IEA WIND Task 25, Phase one 2006-2008. Espoo, VTT.200 p. + app.29 p. VTT Tiedotteita - Research Notes; 2493. Available at <http://www.vtt.fi/inf/pdf/tiedotteet/2009/T2493.pdf>.

- Holttinen, H., Orths, A.G., Eriksen, B., Hidalgo, J., Estanqueiro, A., Groome, F., Coughlan, Y., Neumann, H., Lange, B. & van Hulle, F. 2011. Currents of change. USA: IEEE. IEEE Power & Energy Magazine, Vol. 9, Nr.6, Pp.47–59.  
<https://ieeexplore.ieee.org/document/6049627>.
- Holttinen, H., Kiviluoma, J., Robitaille, A., Cutululis, N., Orths, A., van Hulle, F., Pineda, I., Lange, B., O'Malley, M., Dillon, J., Carlini, E.M., Vergine, C., Kondoh, J., Gibescu, M., Tande, J.O., Estanqueiro, A., Gomez, E., Söder, L., Smith, J.C., Milligan, M. & Lew, D. 2012. Design and operation of power systems with large amounts of wind power.Final summary report, IEA WIND Task 25, Phase two 2009 - 2011.Espoo:VTT.81 p. + app.13 p.(VTT Technology; 75)  
<http://www.vtt.fi/inf/pdf/technology/2012/T75.pdf>.
- Holttinen, H., Kiviluoma, J., Pineda, I., McCann, J., Clancy, M., Milligan, M., Eriksen, P.B., Orths, A. & Wolfgang, O. 2015. Reduction of CO<sub>2</sub> emissions due to wind energy - methods and issues in estimating operational emission reductions. IEEE Power & Energy Society General Meeting, 26 - 30 July 2015, Denver, USA: IEEE. Proceedings, pp. 1-5. ISBN 978-1-4673-8040- 9  
doi:10.1109/PESGM.2015.7286288.
- Holttinen, H., Kiviluoma, J., Milligan, M., Smith, J.C., Dillon, J., Forcione, A., O'Malley, M., Dobschinski, J., van Roon, S., Cutululis, N., Orths, A., Eriksen, P.B., Carlini, E.M., Estanqueiro, A., Bessa, R., Söder, L., Farahmand, H., Torres, J.R., Jianhua, B., Kondoh, J., Pineda, I. & Strbac, G. 2016. Design and operation of power systems with large amounts of wind power.Final summary report, IEA WIND Task 25, Phase three 2012 - 2014. Espoo, VTT.115 p. + app.15 p. VTT Technology 268;  
<http://www.vtt.fi/inf/pdf/technology/2016/T268.pdf>.
- Holttinen, H. (ed) et al. 2018. Recommended Practices for Wind/PV Integration studies.RP16 Ed.2 issued by IEA Wind, available at: <https://iea-wind.org/iea-publications/>
- Holttinen, H., Kiviluoma, J., Levy, T., Jun, L., Eriksen, P. B., Orths, A., Cutululis, N., Silva, V., Neau, E., Dobschinski, J., van Roon, S., Dillon, J., Flynn, D., Carlini, E.M., Tanabe, R., Yasuda, Y., Ramirez, M., Torres.J.R., Vrana, T.K., Korpás, M., Estanqueiro, A., Couto, A., Gomez-Lazaro, E., Söder, L., Pudjianto, D., Hodge, B-M., Smith, J.C., Lew, D. & Fraile, D. 2019. Design and operation of power systems with large amounts of wind power:Final summary report, IEA WIND Task 25, Phase four 2015-2017.VTT Technical Research Centre of Finland.VTT Technology, No. 350 <https://doi.org/10.32040/2242-122X.2019.T350>.
- Holttinen H., Kiviluoma, J., Flynn, D., Smith, J.C., Orths, A., Eriksen, P.B., Cutululis, N., et al. 2020. System impact studies for near 100% renewable energy systems dominated by inverter based variable generation. IEEE TPWRS Oct 2020  
doi:10.1109/TPWRS.2020.3034924 open access  
<https://ieeexplore.ieee.org/document/9246271>
- Holttinen, H., Groom, A., Kennedy, E., Woodfin, D., Barroso, L., Orth, A., Ogimoto, K., Wang, C., Moreno, R., Parks, K. & Ackermann, T. 2021. Variable Renewable Energy Integration: Status Around the World.IEEE Power & Energy Magazine, Vol. 19, Nov/Dec 2021 in print.USA:IEEE.
- IEA. 2021. Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector.Report by IEA, Paris, May 2021. Available at <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>.

- IEA-RETD. 2016. Policies for Storing Renewable Energy: a Scoping Study of Policy Considerations for Energy Storage (RE-STORAGE). IEA Renewable Energy Technology Deployment, Utrecht.
- IEA-RTE. 2021. Conditions and Requirements for the Technical Feasibility of a Power System with a High Share of Renewables in France Towards 2050. Technical report, [https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-01/RTE-AIE\\_rapport%20complet%20ENR%20horizon%202050\\_EN.pdf](https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-01/RTE-AIE_rapport%20complet%20ENR%20horizon%202050_EN.pdf).
- IEA Wind TCP. 2021. Annual Report 2020. Available at <https://iea-wind.org/iea-publications/>.
- Ikäheimo, J., Kiviluoma, J., Weiss, R. & Holttinen H. 2018. "Power-to-ammonia in future North European 100 % renewable power and heat system", International Journal of Hydrogen Energy. Vol. 43, Iss.36, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.06.121>.
- Ikäheimo, J., Pursiheimo, E., Kiviluoma, J. & Holttinen, H. 2019. "Role of power to liquids and biomass to liquids in a nearly renewable energy system". Vol 13, Iss.7, pp. 1179–1189. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2018.5007>.
- Jaehnert, S., Korpås, M., Doorman, G.L. & Hyldbakk, I.M. 2015. On the profit variability of power plants in a system with large-scale renewable energy sources. In: 12th Int. conf. on the European Energy Market, EEM 2015. IEEE Press. ISBN 978-1-4673-6691-5.
- Jain, A., Das, K., Göksu, Ö. & Cutululis, N.A. 2018. Control solutions for blackstart capability and islanding operation of offshore wind power plants. In: Proceedings of the 17th International Wind Integration workshop. Energynautics GmbH, Stockholm, Sweden Oct 2018.
- Jain, A., Sakamuri, J.N., Das, K., Göksu, Ö. & Cutululis, N.A. 2019. Functional requirements for blackstart and power system restoration from wind power plants. In: 2nd International Conference on Large-Scale Grid Integration of Renewable Energy in India. Energynautics GmbH, New Delhi, India.
- Jain, A., Saborío-Romano, O., Sakamuri, J.N. & Cutululis, N.A. 2021. Blackstart from HVDC-connected offshore wind: Hard versus soft energization. IET Renew Power Gener. 2021;15:127–138. <https://doi.org/10.1049/rpg2.12010>.
- Jorgenson, J., Awara, S., Stephen, G., Mai, T., 2021. A systematic evaluation of wind's capacity credit in the Western United States. Wind Energy. 2021;1– 15. <https://doi.org/10.1002/we.2620>.
- Jost, D., Braun, A. & Fritz, R. 2015. Dynamic dimensioning of frequency restoration reserve capacity based on quantile regression. 12th International Conference on the European Energy Market (EEM). doi:10.1109/EEM.2015.7216769.
- Jourdier, B. 2020. "Evaluation of ERA5, MERRA-2, COSMO-REA6, NEWA and AROME to simulate wind power production over France", Advances in Science and Research. 17. 63-77. 10.5194/asr-17-63-2020.
- Karbouj, H., Flynn, D., Qazi, H., Rather, Z. 2019. "Non-synchronous fast frequency reserves in renewable energy integrated power systems: a critical review", International Journal of Electrical Power and Energy Systems, Vol. 106, pp. 488–501.
- Kasmi, G. 2021. Assessment of the potential of Earth observation data and deep convolutional neural networks to improve the estimation and forecast of the solar power production in France. PSL University - doctoral school Ingénierie des Systèmes, Matériaux, Mécanique, Énergétique, <http://www.theses.fr/s262404>.

- Kern, S., Zorn, T., Weichenhain, U. & Elsen, S. 2019. Hybrid projects. How to reduce costs and space of offshore development: North Seas offshore energy clusters study. Report by Directorate-General for Energy (European Commission) and Roland Berger GmbH. DOI 10.2833/416539.
- Kiviluoma, Juha, Holttinen, Hannele, Scharff, Richard, Weir, David Edward, Cutululis, Nicolaos, Litong-Palima, Marisciel, Milligan, Michael. 2014. Index for wind power variability. 13th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Farms, WIW14, 11 - 13 November 2014, Berlin, Germany: Energynautics. Available at <https://community.ieawind.org/task25/home>.
- Kiviluoma, J., Holttinen, H., Weir, D., Scharff, R., Söder, L., Menemenlis, N., Cutululis, N.A., Lopez, I.D., Lannoye, E., Estanqueiro, A., Gomez-Lazaro, E., Zhang, Q., Bai, J., Wan, Y-H. & Milligan, M. 2016. Variability in large scale wind power generation. *Wind Energy*, vol. 19, Iss.9, Sep.2016. <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/epdf/10.1002/we.1942>.
- Kiviluoma, J., Rinne, E. & Helistö, N. 2017. Comparison of flexibility options to improve the value of variable power generation. *Int.J. Sustain.Energy*. doi:10.1080/14786451.2017.1357554.
- Koivisto, M., Maule, P., Cutululis, N. & Sørensen, P. 2019. Effects of Wind Power Technology Development on Large-scale VRE Generation Variability, IEEE PowerTech, Milan, Italy, June 2019. (<https://doi.org/10.1109/PTC.2019.8810687>).
- Koivisto, M., Jónsdóttir, G.M., Sørensen, P., Plakasa, K. & Cutululis, N. 2020a. Combination of meteorological reanalysis data and stochastic simulation for modelling wind generation variability, *Renewable Energy*, vol. 159, pp. 991–999, October 2020 (<https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.06.033>).
- Koivisto, M., Gea-Bermudez, J., & Sørensen, P. 2020b. North Sea offshore Grid development: Combined optimization of grid and generation investments towards 2050, *IET Renewable Power Generation*, vol. 14, no. 8, pp. 1259- 1267, 2020. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2019.0693>.
- Koivisto, M., Gea-Bermudez, J., Kanellas, P., Das, K. & Sørensen, P. 2020c. North Sea region energy system towards 2050: integrated offshore grid and sector coupling drive offshore wind installations, *Wind Energy Science*, 5, 1705–1712, 2020. <https://doi.org/10.5194/wes-5-1705-2020>.
- Koralewicz, P., Shah S., Gevorgian V., Wallen R., Jha K., Mashtare D., Gadiraju K. Viswanadha R., Tiwari A. 2020. Impedance Analysis and PHIL Demonstration of Reactive Power Oscillations in a Wind Power Plant Using a 4-MW Wind Turbine. *Frontiers in Energy Research* Vol 8 DOI=10.3389/fenrg.2020.00156 Available at <https://www.frontiersin.org/article/10.3389/fenrg.2020.00156>
- Korpås, M. & A Botterud, A. 2020. Optimality Conditions and Cost Recovery in Electricity Markets with Variable Renewable Energy and Energy Storage. MIT CEEPR Working Paper 2020-005. <http://ceep.mit.edu/publications/working-papers/721>.
- Kristiansen, M. 2019. Multinational transmission expansion planning: Exploring engineering-economic decision support for a future North Sea Offshore Grid”, Doctoral theses at NTNU;2019:134. Available at <https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/handle/11250/2601704>.
- Kuwahata, R. & Merk, P. 2017. German paradox demystified: why is need for balancing

- reserves reducing despite increasing VRE production? Proceedings of 16th Int'l Wind Integration Workshop, Berlin, Germany, 25-27 October, 2017.
- Kuwahata, R., Michiorri, A. & Yasuda, Y. 2019. Back-Casting Analysis How Dynamic Line Rating Would Increase Usage Ratio of European Interconnection, WIW19 8 p.
- Lacerda, M., Couto, A., Estanqueiro, A. 2017. Wind Power Ramps Driven by Windstorms and Cyclones. ENERGIES, vol. 10, no. 10, pp. 1475.
- Li, B., Basu, S., Watson S.J. & Russchenberg, H.W.J. 2020. Quantifying the Predictability of a 'Dunkelflaute' Event by Utilizing a Mesoscale Model. Journal of Physics: Conference Series. 2020;1618(6):062042.
- Li, B., Basu, S., Watson, S.J. & Russchenberg, H.W.J. 2021. Mesoscale modeling of a "Dunkelflaute" event. Wind Energy. 2021;24(1):5–23.
- Lindroos, T.J., Mäki, E., Koponen, K., Hannula, I., Kiviluoma, J. & Raitila, J. 2021. Replacing fossil fuels with bioenergy in district heating – Comparison of technology options, Energy, Volume 231, 2021, 120799, ISSN 0360-5442, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120799>.
- Little, E., Bortolotti, S., Bourmaud, J.-Y., Karangelos, E. & Perez, Y. 2021. Optimal Transmission Topology for Facilitating the Growth of Renewable Power Generation, Powertech 2021. Available at <https://arxiv.org/abs/2103.15677>.
- Loutan, C., Klauer, P., Chowdhury, S., Hall, S., Morjaria, M., Chadliev, V., Milam, N., Milan, C. & Gevorgian, V. 2017. Demonstration of Essential Reliability Services by a 300-MW Solar Photovoltaic Power Plant. NREL Technical report NREL/TP-5D00-67799, March 2017. Available at <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/67799.pdf>.
- MAF. 2020. Mid-term Adequacy Forecast 2020 Edition. Executive Summary available at [https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/sdc-documents/MAF/2020/MAF\\_2020\\_Executive\\_Summary.pdf](https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/sdc-documents/MAF/2020/MAF_2020_Executive_Summary.pdf). Appendix 1 - Detailed Results and Input Data Available at [https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/sdc-documents/MAF/2020/MAF\\_2020\\_Appendix\\_1\\_Input\\_Data\\_Detailed\\_Results.pdf](https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/sdc-documents/MAF/2020/MAF_2020_Appendix_1_Input_Data_Detailed_Results.pdf)
- Mai, T., Mowers, M., Eurek, K. 2021. Competitiveness Metrics for Electricity System Technologies. Technical Report NREL/TP-6A20-72549 February 2021. Available at <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/72549.pdf>.
- Market4RES. 2016. Post-2020 framework for a liberalised electricity market with a large share of renewable energy sources. Executive summary of EU project Market4RES. Available at <http://market4res.eu/wp-content/uploads/160037-Market4Res-execsum-EN-02.pdf>
- Martínez Turégano, J., Añó-Villalba, S., Bernal-Pérez, S., Peña, R. & Blasco-Gimenez, R. 2018. Mixed grid-forming and grid-following wind power plants for black start operation. In Proceedings of 17th International Workshop on Large-scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants, WIW 2018. Energynautics. ISBN:978-3-9820080-1-1.
- Matevosyan, J. 2019. Evolution of ERCOT's Frequency Control and Ancillary Services for Higher Levels of Inverter-Based Generation. ESIG webinar presentation Feb 20, 2019. Available at <https://www.esig.energy/event/webinar-evolution-of-ercots-frequency-control-and-ancillary-services-while-integrating-a-high-share-of-inverter-based-generation/>



- Miettinen, J.J. & Holttinen, H. 2018. Impacts of wind power forecast errors on the real-time balancing need: a Nordic case study. *IET Renewable Power Generation*.13(2), 227-233. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2018.5234>
- Miettinen, J., Holttinen, H. & Hodge, B-M. 2020. Simulating wind power forecast error distributions for spatially aggregated wind power plants. *Wind Energy*, 23(1), 45–62. <https://doi.org/10.1002/we.2410>.
- MIGRATE D1.6. 2019. Demonstration of Mitigation Measures and Clarification of Unclear Grid Code Requirements. Available at <https://www.h2020-migrate.eu/downloads.html>.
- MIGRATE D3.3. 2020. WP3 - Control and Operation of a Grid with 100 % Converter-Based Devices - Deliverable 3.3: New options for existing system services and needs for new system services. Available at <https://www.h2020-migrate.eu/downloads.html>.
- MIGRATE D3.4. 2019. Deliverable 3.4. New options in system operation, January 2019. Available at <https://www.h2020-migrate.eu/downloads.html>.
- Milligan, M., Hodge, B., Kirby, B. & Clark, C. 2012. “Integration Costs: Are They Unique to Wind and Solar Energy?” NREL Report No. CP-5500-54905. Preprint, 12 pp. Available at: <http://www.nrel.gov/docs/fy11osti/51860.pdf>.
- Milligan, M. & Kirby, B. 2009. “Calculating Wind Integration Costs: Separating Wind Energy Value from Integration Cost Impacts.” NREL Technical report TP- 550-46275. Available at <http://www.nrel.gov/docs/fy09osti/46275.pdf>.
- Milligan, M., Ela, E., Hodge, B.M., Kirby, B., Lew, D., Clark, C. & Lynn, K. 2011. “Cost-Causation and Integration Cost Analysis for Variable Generation”. NREL Report No. TP-5500-51860, 37 pp.
- Milligan, M., Frew, B., Ibanez, E., Kiviluoma, J., Holttinen, H. & Söder, L. 2017. Capacity value assessments for wind power. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment* 6(1). Wiley. doi:10.1002/wene.226.
- Mills, A. D., Levin, T., Wiser, R., Seel, J., Botterud, A. 2020. “Impacts of variable renewable energy on wholesale markets and generating assets in the United States: A review of expectations and evidence,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 120, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109670>.
- MISO. 2021. Renewable Integration Impact Assessment (RIIA). Available at <https://cdn.misoenergy.org/RIIA%20Summary%20Report520051.pdf>.
- Modi, N., Badrzhadeh, B., Halley, A., Louis, A., Jalali, A. 2020. Operational manifestation of low system strength conditions – Australian experience. CIGRE Paper for C2-124, Session 48, Paris 2020.
- Morales-España, G., Nycander, E. & Sijm, J. 2021. “Reducing CO<sup>2</sup> Emissions by Curtailing Renewables: Examples from Optimal Power System Operation.” *Energy Economics* 99 (July 1, 2021):105277. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2021.105277>.
- Morin, J., Prime, G. & Wang, Y. 2019. “Probabilistic estimation of the aFRR requirement in the future European power system with high RES penetration”, *Wind Integration Workshop 2019*. Energynautics GmbH.
- Most, D., Giannelos, S., Yueksel-Erguen, I., Beulertz, D., Haus, U-U., Charousset-Brignol, S., Frangioni, A. 2020. A Novel Modular Optimization Framework for Modelling Investment and Operation of Energy Systems at European Level. ZIB-report. urn:nbn:de:0297-zib-78079. <https://opus4.kobv.de/opus4-zib/frontdoor/index/index/docId/7807>

- Mousavi, M. & Flynn, D. 2018. “Impact of modelling non-normality and stochastic dependence of variables on operating reserve determination for power systems with high penetration of wind power”, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 97, pp. 146–154.
- MTEP. 2019. MTEP19 Executive Summary and Report. Available at MTEP19 Executive Summary and Report.pdf.
- Murcia Leon, J. P., Koivisto, M.J., Sørensen, P. & Magnant, P. 2021. Power Fluctuations in High Installation Density Offshore Wind Fleets. *Wind Energ. Sci. Discuss.* [preprint], in review, 2020. <https://doi.org/10.5194/wes-2020-95>.
- Müller, S., Holttinen, H., Taibi, E., Smith, J.C., Fraile, D. & Vrana, T.-K. 2018. System Integration Costs – a Useful Concept that is Complicated to Quantify? In *Proceedings of 17th International Workshop on Large-scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants*, WIW 2018. Energynautics. Available at <https://iea-wind.org/task25/>
- NGET. 2019. National Grid Electricity Transmission: Report into the power interruption following Generator Trips and Frequency Excursion On 9th August 2019. Available as Appendix in [https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2019/09/eso\\_technical\\_report\\_-\\_appendices\\_-\\_final.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2019/09/eso_technical_report_-_appendices_-_final.pdf)
- Nickell, L. 2017. SPP, CREPC Spring meeting.
- Nordic TSOs. 2018. Future System Inertia V2. Available at <https://docs.entsoe.eu/id/dataset/nordic-report-future-system-inertia/resource/6efce80b-2d87-48c0-b1fe-41b70f2e54e4>.
- Novacheck, J., Sharp, J., Schwarz, M., Donohoo-Vallett, P., Tzavelis, Z., Buster, G. & Rossol, M. 2021 (Forthcoming). The Evolving Role of Extreme Weather Events in the U.S. Power System with High Variable Generation Penetrations. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.
- NREL. 2020. Interconnection Seams Study, Available at <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/76850.pdf>.
- NREL. 2021. Extreme Weather Events study, to be published.
- NSCOGI. 2012. WG1 Grid Configuration. Available: <http://www.bene-lux.int/NSCOGI/> Bruxelles, November 2012.
- NSON-DK. 2020. North Sea Offshore Network Denmark (NSON-DK). Conclusions and recommendations. Available at <https://orbit.dtu.dk/en/activities/north-sea-offshore-network-denmark-nson-dk-conclusions-and-recomm>.
- Nuño, E., Maule, P., Hahmann, A., Cutululis, N., Sørensen, P. & Karagali, I. 2018. Simulation of transcontinental wind and solar PV generation time series. *Renewable Energy* 118, pp. 425-436. doi:10.1016/j.renene.2017.11.039.
- O’Dwyer, C., Ryan, L. & Flynn, D. 2017. “Efficient large-sale energy storage dispatch: challenges in future high renewables systems”, *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 32(5), pp. 3439–3450.
- Olauson, J., Bladh, J., Lönnberg, J. & Bergkvist, M. 2016. A New Approach to Obtain Synthetic Wind Power Forecasts for Integration Studies. *Energies*, article no 800.
- Olauson, J. 2018. ERA5: The new champion of wind power modelling? *Renewable Energy* 126, pp. 322-331. doi:10.1016/j.renene.2018.03.056.
- Orths, A. & Hansen, A.B. 2019. Sector Coupling in Denmark – Entering the next Phase of the Green Transition. *Proceedings of the 18<sup>th</sup> International Wind Integration*

- Workshop WIW19, 16-18 Oct, 2019, Dublin, Ireland.
- OSMOSE D2.1. 2019. Methodology for error forecasts at European scale:D2.1”, public project deliverable of WP2.Available at <https://www.osmose-h2020.eu/download/d2-1-methodology-for-error-forecasts-at-european-scale/>
- OSMOSE D2.2. 2019. Candidate market mechanisms and regulatory frameworks. public project deliverable of WP2.Available at <https://www.osmose-h2020.eu/download/d2-2-candidate-market-mechanisms-and-regulatory-frameworks>.
- OSMOSE D3.1. 2019. Multi-service control algorithm for converters - Deliverable number: D3.1.Public project deliverable of WP3, available at <https://www.osmose-h2020.eu/download/d3-1-multi-services-control-algorithm-for-converters/>
- OSMOSE D3.2. 2019. Overall Specifications of the Demonstrations - D3.2. Public project deliverable of WP3, available at <https://www.osmose-h2020.eu/download/d3-2-overall-specifications-of-the-demonstrations/>
- O'Sullivan, J., Rogers, A., Flynn, D., Smith, P., Mullane A. & O'Malley, M. 2014. “Studying the Maximum Instantaneous Non-Synchronous Generation in an Island System— Frequency Stability Challenges in Ireland” in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 29, no. 6, pp. 2943–2951, Nov. 2014, doi:10.1109/TPWRS.2014.2316974.
- PCWIS. 2016. Pan Canadian Wind Integration Study.Available at: <https://canwea.ca/wind-integration-study/>.
- Pérez-Rúa, J-A, Das, K & Cutululis, NA. 2019. Optimum sizing of offshore wind farm export cables, International Journal of Electrical Power and Energy Systems, vol. 113, pp. 982–990.
- Pérez-Rúa, J-A., Stolpe, M., Das, K. & Cutululis, NA. 2020. Global Optimization of Offshore Wind Farm Collection Systems, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 35, no. 3, pp. 2256–2267.
- Perilla, A., Papadakis, S., Rueda Torres, J.L., van der Meijden, M., Palensky, P. & Gonzalez-Longatt, F. 2020. “Transient Stability Performance of Power Systems with High Share of Wind Generators Equipped with Power-Angle Modulation Controllers or Fast Local Voltage Controllers” Energies 13, no. 16: 4205. <https://doi.org/10.3390/en13164205>.
- Perroy, E., Lucas, D. & Debusschere, V. 2020. “Provision of Frequency Containment Reserve Through Large Industrial End-Users Pooling” in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 11, no. 1, pp. 26–36, Jan. 2020. <https://doi.org/10.1109/TSG.2019.2916623>.
- plan4RES. 2021. Synergistic Approach of Multi-Energy Models for an European Optimal Energy System Management Tool, EU project 2017–2021, <https://www.plan4res.eu/>
- Prime, G. & Wang, Y. 2019. “Power system cost related to the reduction of inertia”, Session 5, ESIG 2019, <https://www.esig.energy/>.
- Princeton University. 2020. Net Zero America. Available at <https://www.princeton.edu/news/2020/12/15/big-affordable-effort-needed-america-reach-net-zero-emissions-2050-princeton-study>
- PROMOTioN. 2020. Progress on meshed HVDC offshore transmission networks.2016–2020.Deliverable 12.4 – Final Deployment Plan.Available at <https://www.promotion-offshore.net/results/deliverables>.

- Pudjianto, D., Badesa, Luis. & Strbac, G. 2021. “Whole-system value of long-duration energy storage in a net-zero emission energy system for Great Britain,” a report for SSE Renewables, Feb 2021.
- Rebello, E., Watson, D. 2019. Program of Energy Research and Development - Wind Integration System Operator Research Program - Research Summary. Wind Energy Institute of Canada, North Cape, Prince Edward Island, Canada, 2019. Available at <https://weican.ca/docs/publications/PERD%20Public%20Summary%20Report.pdf>
- Rebello, E., Watson D., Rodgers, M. 2019. “Performance Analysis of a 10 MW Wind Farm in Providing Secondary Frequency Regulation: Experimental Aspects,” in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 34, no. 4, pp. 3090- 3097, July 2019, doi:10.1109/TPWRS.2019.2891962
- Rebello, E., Watson, D., Rodgers, M. 2020. Ancillary services from wind turbines: automatic generation control (AGC) from a single Type 4 turbine. Wind Energy Science Vol. 5 (1) pp 225-236. <https://wes.copernicus.org/articles/5/225/2020/> DOI 10.5194/wes-5-225-2020
- Rebello, E., Rodgers, M. 2021. Wind Farm Enhanced Capability Demonstration Project. Technical report, 35p. Wind Energy Institute of Canada, North Cape, Prince Edward Island, Canada. Available at <https://weican.ca/docs/5030%20-%20Utility%20Forum%20-%20Task%201%20Report.pdf>
- Riesz, J., Gilmore, J. & MacGill, I. 2018. “Frequency control ancillary service market design: insights from the Australian National Electricity Market,” The Electricity Journal, vol. 28, no. 3, pp. 86–99, 2015.
- Ringkjøb, H-K., Haugan, P.M. & I. Solbrekke, M. 2018. “A review of modelling tools for energy and electricity systems with large shares of variable renewables,” in Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol 96.
- Roscoe, A., Brogan, P., Elliott, D., Kneuppel, T., Gutierrez, I., Campion J.-C.P., Silva, R. D. 2019. Practical Experience of Operating a Grid Forming Wind Park and its Response to System Events. Proceedings of 18th Wind Integration Workshop, November 2019.
- RTE. 2017. Réseaux électriques intelligents - Valeur économique, environnementale et déploiement d’ensemble (in French). <https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-12/Reseaux%20electriques%20intelligents%202017%20%20rapport%20complet.pdf>.
- RTE TNDP. 2019. French transmission network development plan - 2019 EDITION, <https://www.rte-france.com/en/analyses-trends-and-perspectives/ten-year-network-development-plan>.
- RTE-Avere France. 2019. Enjeux du développement de l’électromobilité pour le système électrique (in French). Available at <https://www.concerte.fr/system/files/concertation/Electromobilite%CC%81%20-%20Synth%C3%A8se%20vFinale.pdf>
- RTE. 2020. La transition vers un hydrogène bas carbone – Atouts et enjeux pour le système électrique à l’horizon 2030–2035 (in French). Technical report. Available at <https://www.concerte.fr/system/files/concertation/Rapport%20Hydrogene%20VF.pdf>.
- Ruhnau, O. 2021. How flexible electricity demand stabilizes wind and solar market values:

- the case of hydrogen electrolyzers, ZBW - Leibniz Information Centre for Economics, Kiel, Hamburg.
- Sakamuri, J.N., Altin, M., Hansen, A.D. & Cutululis, N.A. 2017. Coordinated frequency control from offshore wind power plants connected to multi terminal DC system considering wind speed variation. *I E T Renewable Power Generation* 11(8), pp. 1226–1236. doi:10.1049/iet-rpg.2016.0433.
- Sanchis, G., et al. 2015. Europe’s future secure and sustainable electricity infrastructure – e-Highway2050 project results. e-Highway2050 Project Book- let, 2015 at <http://www.e-highway2050.eu/>.
- Shah, S., Koralewicz, P., Gevorgian, V., Liu, H., Fu, J. 2021a. “Impedance Methods for Analyzing Stability Impacts of Inverter-Based Resources: Stability Analysis Tools for Modern Power Systems,” in *IEEE Electrification Magazine*, vol. 9, no. 1, pp. 53-65. doi:10.1109/MELE.2020.3047166.
- Shah, S., et al. 2021b. “Which IBRs are Causing Oscillations – a flexible and scalable impedance scan tool to evaluate small-signal stability, control interactions, and oscillations in IBR grids,” Presentation to NERC IRPWG, August 2021. Available at [https://www.nerc.com/comm/RSTC/IRPWG/IR-PWG\\_Meeting\\_Presentations\\_-\\_2021\\_08\\_19.pdf](https://www.nerc.com/comm/RSTC/IRPWG/IR-PWG_Meeting_Presentations_-_2021_08_19.pdf)
- Shah, S., Koralewicz, P., Gevorgian, V., Wallen, R. 2021c. “Sequence Impedance Measurement of Utility-Scale Wind Turbines and Inverters Reference Frame, Frequency Coupling, and MIMO/SISO Forms,” in *IEEE Transactions on Energy Conversion*, doi:10.1109/TEC.2021.3093516.
- Siefert, M., Hagedorn, R., Braun, A., Dobschinski, J., Fritz, R. & Good, G. 2017. Development of innovative weather and power forecast models for the grid integration of weather dependent energy sources, final report of the German BMWi project EWeLiNE (FKZ 0325500A), Fraunhofer Institute for Wind Energy and Energy System Technology, IWES.
- Sperstad, I.B., Kjølle, G., Gjerde, O., Vrana, T.K., Jakobsen, S.H., Turunen, J. & Haarla, L. 2018. “Vulnerability analysis of HVDC contingencies in the Nordic power system”, CIGRE Paris.
- SPP. 2020. The value of transmission report. Available at [spp.org](http://spp.org).
- Statnett, Fingrid, Energinet, Svenska Kraftnät. 2016. Challenges and Opportunities for the Nordic power system.
- Steiner, A., Koehler, C., Metzinger, I., Braun, A., Zirkelbach, M., Ernst, D., Tran, P. & Ritter, B. 2017. Critical weather situations for renewable energies e Part A: Cyclone detection for wind power. *Renewable Energy* 101, pp. 41–50. ISSN 0960-1481.
- Strbac, G., Pudjianto, D., Sansom, R., Djapic, P., Ameli, H., Shah, N. & Hawkes, S. 2018. Analysis of Alternative UK Heat Decarbonisation Pathways For the Committee on Climate Change. June 2018.
- Strbac, G., Pudjianto, D., Aunedi, M., Djapic, P., Teng, F., Zhang, X., Ameli, H., Moreira, R. & Brandon, N. 2020. “Role and value of flexibility in facilitating cost-effective energy system decarbonisation” *Progress in Energy*, Volume 2, Number 4, Sept 2020. <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/2516-1083/abb216>.
- Strbac, G. & Pudjianto, D. 2021. Flexibility in Great Britain. May 2021. Carbon Trust. Available at: <https://publications.carbontrust.com/flex-gb/analysis/>.
- Strbac, G., Papadaskalopoulos, D., Chrysanthopoulos, N., Estanqueiro, A., Algarvio, H., Lopes, F., de Vries, L., Morales-España, G., Sijm, J., Hernandez-Serna, R. &

- Kiviluoma, J. 2021. Decarbonization of Electricity Systems in Europe: Market Design Challenges. *IEEE Power and Energy Magazine*, 19(1), pp. 53–63.
- Sun, H., Guo, Q., Qi, J., Ajarapu, V., Bravo, R., Chow, J., Li, Z., Moghe, R., Nasr- Azadani, E., Tamrakar, U., Taranto, G.N., Tonkoski, R., Valverde, G., Wu, Q. & Yang, G. 2019. “Review of Challenges and Research Opportunities for Voltage Control in Smart Grids,” in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 4, pp. 2790–2801, July 2019. doi:10.1109/TPWRS.2019.2897948.
- Sun, Y., Frew, B., Levin, T., Hytowitz, R.B., Kwon, J., Mills, A.D., Xu, Q., Heidarifar, M., Singhal, N., de Mello, P., Ela, E., Botterud, A., Zhou, Z., Hobbs, F. & Montanes, C.C. 2021. Research Priorities and Opportunities in United States Competitive Wholesale Electricity Markets. NREL report for Grid Modernization Laboratory Consortium, USDoE, May 2021. Available at <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/77521.pdf>.
- Surendran, R., Hogan, W.W., Hui, H., Yu, C-N. 2016. Scarcity Pricing in ERCOT, FERC Technical Conference, June 27-29, 2016. Available at [https://cms.ferc.gov/sites/default/files/2020-05/20160629114652-3%2520-%2520FERC2016\\_Scarcity%2520Pricing\\_ERCOT\\_Resmi%2520Surendran.pdf](https://cms.ferc.gov/sites/default/files/2020-05/20160629114652-3%2520-%2520FERC2016_Scarcity%2520Pricing_ERCOT_Resmi%2520Surendran.pdf).
- SvK Svenska Kraftnät. 2018. Long term market analysis, 2018 (in Swedish), available from <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2018/langsiktig-marknadsanalys-2018.pdf>.
- Söder, L., Milligan, M., Orths, A., Pelling, C., Kiviluoma, J., Silva, V., Lopez-Botet Zulueta, M., Flynn, D. & O’Neill, B. 2017. Comparison of Integration Studies of 30-40 Percent Energy Share from Variable Renewable Sources. In: Proceedings of 16th Wind Integration Workshop – Berlin, October 2017.
- Söder, L., Tómasson, E., Estanqueiro, A., Flynn, D., Hodge, B.-M., Kiviluoma, J., Korpås, M., Neau, E., Couto, A., Pudjianto, D., Strbac, G., et al. 2020. Review of wind generation within adequacy calculations and capacity markets for different power systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 119, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109540>.
- Söder, L. 2021. System and integration costs in wind and solar energy: Definitions and analysis. Energiforsk. Available from <https://energiforsk.se/media/30270/system-and-integration-costs-energiforskrapport-2021-801.pdf>.
- Tanabe, R., Amano, H. & Yokoyama, A. 2017. An Analytical Method for Assessing Flexible Resource Adequacy of Power Systems with a High Share of Renewables. *Power TECH*.
- Tanabe, R. & Yokoyama, A. 2019. Pumped-Storage Hydropower Operation Scheduling Method for Net Load Ramp Leveling
- Terna. 2018. National Development Plan 2018. Available at Terna.
- Terna. 2020. National Development Plan 2020. Available at Terna. [https://download.terna.it/terna/Piano%20di%20Sviluppo%202020\\_8d7db1ffa4ca9e7.pdf](https://download.terna.it/terna/Piano%20di%20Sviluppo%202020_8d7db1ffa4ca9e7.pdf).
- Terrier, V. 2017. North European Power Systems Reliability, M.Sc. Thesis. KTH, Sweden. Available at: <http://kth.divaportal.org/smash/record.jsf?pid=diva2%3A1077673&dswid=-8334>.



- TSO2020. 2020. Stability Analysis of an International Electricity System connected to Regional and Local Sustainable Gas Systems. Final report available at [http://tso2020.eu/wp-content/uploads/2020/01/TSO2020\\_Final\\_Report\\_TUD.pdf](http://tso2020.eu/wp-content/uploads/2020/01/TSO2020_Final_Report_TUD.pdf).
- Tómasson, E. & Söder, L. 2017. Multi-area generation adequacy and capacity credit in power system analysis, 2017 IEEE innovative smart grid technologies - Asia (ISGT-Asia).
- Tómasson, E. & Söder, L. 2018. Generation Adequacy Analysis of Multi-Area Power Systems With a High Share of Wind Power. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 33, no. 4, pp. 3854–3862, 2018.
- TSO-DSO. 2019. “TSO-DSO Report - An integrated approach to active system management with the focus on TSO-DSO coordination in congestion management and balancing”, [https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/TSO-DSO\\_ASM\\_2019\\_190416.pdf](https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/TSO-DSO_ASM_2019_190416.pdf).
- USDoE. 2021. Land-Based Wind Market Report:2021 Edition. Available at <https://emp.lbl.gov/wind-technologies-market-report/>
- Vibrant energy. 2020. “ZeroByFifty” Presentation at the Energy Systems Integration Group technical workshop (online), November 11, 2020. [https://www.vibrantcleanenergy.com/wp-content/uploads/2020/11/ESIG\\_VCE\\_11112020.pdf](https://www.vibrantcleanenergy.com/wp-content/uploads/2020/11/ESIG_VCE_11112020.pdf).
- Vittal, E., O’Malley, M., Keane, A. 2010. A steady-state voltage stability analysis of power systems with high penetrations of wind. IEEE Trans. PWRs, Vol. 25 (1), pp. 433–442.
- Vrana, T.K. & Torres Olguin, R.E. 2015. Technology perspectives of the North Sea Offshore and storage Network (NSON). Technical Report TR A7490, SIN- TEF Energy. Available at <https://sintef.brage.unit.no/sintef-xmlui/handle/11250/2400329>.
- Vrana, T.K. 2016. “Review of HVDC Component Ratings: XLPE Cables and VSC Converters”, IEEE Energycon.
- Vrana, T.K. & Mo, O. 2016. “Optimal Operation Voltage for Maximal Power Transfer Capability on Very Long HVAC Cables”, Energy Procedia, 2016
- Vrana, T.K., Aas, E.S., Reigstad, Mo, O. 2017a. “Impact of Present and Future HVDC Links on the Nordic Power Grid”, IET ACDC.
- Vrana, T.K., Flynn, D., Gomez-Lazaro, E., Kiviluoma, J., Marcel, D., Cutululis, N. & J. Smith, C. 2017b. “Wind power within European grid codes: Evolution, status and outlook”, WILEY WIREs.
- Vrana, T.K., Trilla, L. & Attya, A. 2017c. “Development of a Generic Future Grid Code regarding Wind Power in Europe”, WIW Berlin.
- Vrana, T.K. & Härtel, P. 2018. “Estimation of investment model cost parameters for VSC HVDC transmission infrastructure”, Electric Power System Research.
- Vrana, T.K., Attya, A. Trilla, T. 2020. “Future-oriented Generic Grid Code regarding Wind Power Plants in Europe”, Electrical Power & Energy Systems.
- Wolter, C., Klinge Jacobsen, H., Rogdakis, G., Zeni, L. & Cutululis, N.A. 2016. Over-planting in offshore wind power plants in different regulatory regimes. In: 15th wind Integration workshop – International Workshop on Large Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants.
- WindEurope. 2016. Ten Commandments of the wind industry on balancing markets. Position

- paper, available at <https://windeurope.org/wpcontent/uploads/files/policy/position-papers/WindEurope-TenCommandments-of-the-Wind-Industry-on-Balancing-Markets.pdf>.
- WindEurope. 2018. Renewables system integration – a system wide approach to cost and value. Position paper, 2018. Available at <https://windeurope.org/policy/position-papers/renewables-system-integration-a-system-wide-approach-to-cost-and-value/>.
- Wiser, R. 2017. Value of Wind: Other Measures to Avoid the Value Drop. IEA Wind Technology Collaborative Platform. Lyngby, Denmark, November 2017. Available at [https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/139941854/Wiser\\_Wind\\_ValueMitigation.pdf](https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/139941854/Wiser_Wind_ValueMitigation.pdf)
- Xie, X., Zhang, X., Liu, H., Liu H., Li, Y., Zhang, C. 2017. Characteristic Analysis of Subsynchronous Resonance in Practical Wind Farms Connected to Series-Compensated Transmissions. IEEE Transactions on Energy Conversion Vol. 32 No 3, Sep 2017.
- Yasuda, Y., Bird, L., Carlini, E.M. et al., 2022. C-E (Curtailment – Energy Share) Map: An Objective and Quantitative Measure to Evaluate Wind and Solar Curtailment. Renewable and Sustainable Energy Review, Vol.160, May 2022, 112212. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112212>
- You, R., Barahona, B., Chai, J., Cutululis, N.A. 2013. A novel wind turbine concept based on an electromagnetic coupler and the study of its fault ride-through capability. Energies, Vol. 6, pp. 6120–6136.
- Zhao, X. & Flynn, D. 2021. “Dynamic studies for 100% converter-based Irish power system”, IET RPG Conference, Dublin, Ireland, March 2021.

## 附録 A : 進行中のプロジェクト

国／組織	名称／説明	年	リンク
EU プロジェクト	TradeRES:再生可能エネルギー100%の電力システムのための新しい市場設計とモデル。出力調整不能な発電の割合が非常に高い市場のための新しい設計と、その性能を評価するための新しいモデルやシミュレーションツール。	2020–2024	<a href="https://traderes.eu/">https://traderes.eu/</a>
EU プロジェクト	Spine:モデリング用のワークフローとデータ管理のプラットフォームだけでなく、Julia ベースのエネルギーシステムモデル、モデリングプラットフォーム、運用制約のある計画のためのケーススタディを構築している。	2017–2021	<a href="http://www.spinemodel.org/">http://www.spinemodel.org/</a>
EU プロジェクト	OSMOSE: Optimal System Mix of flexibility Solutions for European electricity	2018–2021	<a href="https://www.osmoseh2020.eu/">https://www.osmoseh2020.eu/</a>
EU プロジェクト	openENTRANCE : 低炭素経済のためのオープンエネルギー転換分析。欧州のエネルギーシステムの脱炭素化に関する分析のためのオープンモデリングプラットフォーム。	–2023	<a href="https://openentrance.eu/">https://openentrance.eu/</a>
EU プロジェクト	Smart4RES:(WP5) 再生可能エネルギー源の普及率が高いユースケース(混雑管理、地理的孤立システムの管理、再生可能エネルギー源と蓄電の連携など)のための先進的な方式	2019–2023	<a href="https://www.smart4res.eu/">https://www.smart4res.eu/</a>
EU プロジェクト	ERIGrid 2.0:スマートグリッドの研究、技術開発、検証、水平展開	2020–2024	<a href="https://erigrd2.eu/">https://erigrd2.eu/</a>
EU プロジェクト	InnoDC: 洋上風力発電と DC 系統のための革新的なツール	2018–	<a href="https://innodc.org/">https://innodc.org/</a>
EU プロジェクト	WinGrid (風力発電所と電力システムの相互作用: 探索と開発): 油圧変速機を用いたウインドファームの系統評価、風車(ウインドファーム)からの電力システム全体にわたる高速周波数応答の調整	2019–2023	<a href="https://www.wingrid.org/">https://www.wingrid.org/</a>
EU プロジェクト	SysFlex: 再生可能エネルギー電源の割合が 50%以上の電力システムのニーズを満たす新しいタイプのサービスを考え出すために、再生可能エネルギー電源の大きな割合を統合するための柔軟性を効率的に調整して使用する汎欧州的なシステム。	2017–2022	<a href="https://eu-sysflex.com/">https://eu-sysflex.com/</a>
デンマーク	エネルギー島計画 2030 : 3 GW (北海) または 2 GW (バルト海) の 2 つの島 (近隣との潜在的な接続、潜在的なセクター		<a href="https://en.energinet.dk/Green-Transition/Energy-Islands">https://en.energinet.dk/Green-Transition/Energy-Islands</a>

国／組織	名称／説明	年	リンク
	の要素を含む)。		
ENTSO-E	電力システムのニーズの特定と CBA のための地域送電計画手法の開発、洋上ハイブリッドプロジェクト(複数の市場とセクターカップリングに接続される)にも対応。		<a href="https://tyndp.entsoe.eu/">https://tyndp.entsoe.eu/</a>
エネルギーシステム統合グループ(ESIG)	マクログリッド送電オーバーレイに関するタスクフォース。 資源アデカシーの再定義に関するタスクフォース。	2020-	<a href="https://www.esig.energy/system-planning-working-group/">https://www.esig.energy/system-planning-working-group/</a>
フィンランド	FlexiB: 建物の冷暖房による柔軟性。これにより新しい冷暖房コンセプトによる柔軟性の価値を評価する。	2020-2024	<a href="https://www.researchgate.net/project/FlexiB-Integration-of-building-flexibility-into-future-energy-systems">https://www.researchgate.net/project/FlexiB-Integration-of-building-flexibility-into-future-energy-systems</a>
フィンランド	HOPE: エネルギーシステムの多目的最適化のためのツールやソリューションの開発、リファレンスシステムの構築。	2020-2022	<a href="https://clicinnovation.fi/project/hope/">https://clicinnovation.fi/project/hope/</a>
フランス	電力網の運用を学ぶチャレンジ 2021 (RTE、電力研究所) : 人工知能が、RES の比率が増加するにつれて変化する需要や発電プロファイルに対応し、人間の運用者がリアルタイムでグリッドを運用するのを支援する可能性。学術的なデータセットを用いて実施された 2020 年のオープンコンテストは、2021 年には実際のデータでテスト予定。世界の参加者に公開。	2020-	<a href="https://www.epri.com/l2rpn">https://www.epri.com/l2rpn</a>
ドイツ	SIROP: シナリオの相互運用性に向けて	2021-2024	<a href="https://www.iee.fraunhofer.de/de/projekte/suche/2021/SIROP.html">https://www.iee.fraunhofer.de/de/projekte/suche/2021/SIROP.html</a>
ドイツ	Gridcast: 確率的・物理的ハイブリッド手法に基づく柔軟な気象・電力予測モデルによる電力網セキュリティの向上	2017-2022	<a href="http://gridcast.iee.fraunhofer.de/">http://gridcast.iee.fraunhofer.de/</a>
ドイツ	WindRamp: 電力システムの運用管理および取引のため、電力システムの混雑状況と洋上風力発電の導入可能性を観測機器の支援のもと予測。	2020-2023	<a href="https://www.energymeteo.com/customers/research_projects/windramp.php">https://www.energymeteo.com/customers/research_projects/windramp.php</a>
ドイツ	WAFB4.0: データドリブン方式および光ファイバ方式を用いた天候に依存する動的線路定格による電力システムの送電容量の増強	2021-2024	<a href="https://www.iee.fraunhofer.de/en/research_projects.html">https://www.iee.fraunhofer.de/en/research_projects.html</a>
ドイツ	eXtremOS: 欧州の脱炭素化シナリオ : 全エネルギー最終利用部門の脱炭素化の道筋(セクターカップリング対策を含む)と、その結果生じるエネルギー供給・輸送インフラへの影響(欧州送電網	2018-2021	<a href="https://extremos.ffe.de">https://extremos.ffe.de</a>

国／組織	名称／説明	年	リンク
	およびガス網の解析)。		
G-PST	グローバル電力システム転換コンソーシアム	2020-	<a href="https://globalpst.org/resources/">https://globalpst.org/resources/</a>
アイルランド	将来の電力市場におけるエネルギー貯蔵と需要側の柔軟性。送配電網の拡張を回避するため、動的線路定格を含む電力網利用率向上のための積極的な施策の展開	2017-2022	<a href="https://energyinstitute.ucd.ie/research/">https://energyinstitute.ucd.ie/research/</a>
アイルランド	エネルギーシステム統合パートナーシッププログラム(ESIPP)は、進化する統合エネルギーシステムにおける運用、計画、技術革新に取り組み、柔軟性、持続可能性、電力の安定供給、競争力を実現できる電気、ガス、熱、水の最終エネルギーソリューションを特定することを目的としている。	2015-2021	<a href="https://esipp.ie/">https://esipp.ie/</a>
アイルランド	EMPower(排出量と燃料ミックス、市場とコスト、電力潮流と電力網、最終用途と導入率)プログラムは、脱炭素ビジョン達成のための技術的課題を調査し、再生可能エネルギーの変動、市場と相互接続の役割、消費者行動の予測不可能性、新しい電力システム負荷の影響、従来の配電網の性能について考察している。	2019-2023	<a href="https://energyinstitute.ucd.ie/work-with-us/industry-affiliates-programme-iap/">https://energyinstitute.ucd.ie/work-with-us/industry-affiliates-programme-iap/</a>
国際再生可能エネルギー機関(IRENA)	FlexTool 3.0: 使いやすさを追求したエネルギーシステム最適化ツールの第3弾を開発	2021-2022	<a href="https://www.irena.org/energytransition/Energy-System-Models-and-Data/IRENA-FlexTool">https://www.irena.org/energytransition/Energy-System-Models-and-Data/IRENA-FlexTool</a>
NSWPH	北海風力発電ハブに関する技術・経済調査		<a href="https://northseawindpowerhub.eu/knowledge">https://northseawindpowerhub.eu/knowledge</a>
北欧プロジェクト	BaltHub: 洋上エネルギーハブを介したバルト海沿岸諸国の相互接続	2021-2022	<a href="https://feee.ktu.edu/projects/interconnecting-baltic-sea-countries-via-offshore-energy-hubs-balthub/">https://feee.ktu.edu/projects/interconnecting-baltic-sea-countries-via-offshore-energy-hubs-balthub/</a>
北欧プロジェクト	FasTen: バルト海沿岸諸国の脱炭素化	2020-2021	<a href="https://cris.vtt.fi/en/projects/fast-flexible-and-secure-decarbonisation-of-the-baltic-states-pos">https://cris.vtt.fi/en/projects/fast-flexible-and-secure-decarbonisation-of-the-baltic-states-pos</a>
北欧プロジェクト	Amber: バルト海沿岸諸国の脱炭素化	2021-2022	<a href="https://cris.vtt.fi/en/projects/impacts-of-ambitious-energy-policy-pathways">https://cris.vtt.fi/en/projects/impacts-of-ambitious-energy-policy-pathways</a>
ノルウェー	NTRANS: ノルウェー・エネルギー転換戦略センター。ノルウェーにおける浮体式洋上風力発電の大規模導入に関するユースケース、システムモデリング活動、2050年の欧州低炭素化シナリオの拡張計画モデル。	-2028	<a href="https://www.ntnu.no/ntrans">https://www.ntnu.no/ntrans</a>

国／組織	名称／説明	年	リンク
ノルウェー	FME CINELDI: ノルウェー・インテリジェント配電研究センター	2016–2024	<a href="https://www.sintef.no/project/web/cineldi/">https://www.sintef.no/project/web/cineldi/</a>
ノルウェー	FME NorthWind: ノルウェー風力エネルギー研究センター。電力システム関連業務(例: 北海における風力発電のマルチエネルギーキャリアオプションの最適化に関する博士号)	2021–2029	<a href="https://www.northwindresearch.no/">https://www.northwindresearch.no/</a>
ノルウェー	HydroConnect: ノルウェーの水力発電をヨーロッパ大陸およびイギリスに接続した場合の影響。変動する再生可能エネルギーのバランスをとるための大規模水力発電の活用。	2021–2025	<a href="https://www.sintef.no/en/projects/2021/hydroconnect/">https://www.sintef.no/en/projects/2021/hydroconnect/</a>
ポルトガル	OPTIGRID: 電力網の動的線路定格解析と最適管理のための方法論  OptiRES: 変動再生可能エネルギーの高い導入率に伴う最適な電力システム運用のための先進モデル	2018–2021	<a href="https://opti.grid.lneg.pt/">https://opti.grid.lneg.pt/</a>  <a href="https://www.researchgate.net/project/OptiRES-Advanced-Models-for-Optimal-Grid-Operation-with-High-Variable-Renewable-Energy-Penetration">https://www.researchgate.net/project/OptiRES-Advanced-Models-for-Optimal-Grid-Operation-with-High-Variable-Renewable-Energy-Penetration</a>
スペイン	FLEXENER: 新しい脱炭素技術の効率的な統合のための柔軟なエネルギーシステム	2021–2023	
米国	大気から電子・電力システムへ (A2E2G)		<a href="https://www.energy.gov/eere/wind/renewable-systems-integration">https://www.energy.gov/eere/wind/renewable-systems-integration</a>
米国	電力システム現代化イニシアティブ GMLC		<a href="https://www.energy.gov/gmi/grid-modernization-lab-consortium">https://www.energy.gov/gmi/grid-modernization-lab-consortium</a>



タイトル	<b>変動性電源大量導入時のエネルギーシステムの設計と運用</b> 最終報告書、IEA Wind TCP Task 25
著者	Hannele Holttinen et al.
概要	<p>本報告書は、2006年から2020年の国際エネルギー機関風力技術協力プログラム(IEA Wind TCP)Task 25に参加している17カ国または協力者からの風力発電統合に関する知見をまとめたものである。経験と研究の両者が報告されている。多くの風力統合検討が太陽光発電も取り入れており、ここに記載した結果の多くは風力以外の他の変動性再生可能エネルギーにも該当する。</p> <p>各国の事例研究は、風力発電が電力システムに与えるいくつかの影響を扱っている。本報告では、長期的計画の問題と短期的な運用影響に基づいて分類した。長期的計画の問題としては系統計画と容量アデカシーがある。短期的な運用影響には、信頼度、安定度、予備力、運用のタイムスケールにおける風力発電の価値の最大化(需給調整に関する問題)などがある。最初の章では電力システム全体の風力発電の変動と不確実性について、最後の章では再生可能エネルギー100%シナリオに向けた最新の研究内容について紹介した。附録には、2021~2024年のTask 25に貢献する各国のプロジェクトのうち、現在も継続中の研究の概要を示した。</p> <p>電力・エネルギーシステムの設計と運用は、進化しつつある分野である。ネット・ゼロ・カーボン・エネルギー・システムに向けた意欲的な目標が世界的に発表される中、将来の脱炭素電力システムに向けた多くのシナリオが描かれているが、その多くは風力や太陽光などの変動性再生可能エネルギーを大量に利用したものである。電力システムのセキュリティの保たれた運用はますます難しくなっており、変動性再生可能エネルギー、新たな電化負荷、配電システムの資源増加の影響により、電力システムごとに異なる課題が発生すると予想される。将来の電力・エネルギーシステムを研究するためのツールや手法も進化する必要がある。短期的な運用面(系統安定度など)と長期的な運用面(資源アデカシーなど)の両方で、おそらく新しい運用・設計のパラダイムが見られるようになる。大量の変動電源を伴う電力システムの運用と計画の経験が蓄積され、インバータを用いた非同期電源の課題に取り組む研究が進んでいる。また、エネルギー転換とデジタル化は、短期的にも長期的にも、新たな柔軟性の機会をもたらすことになる。</p>
ISBN, ISSN, URN	ISBN 978-951-38-8757-5 ISSN-L 2242-1211 ISSN 2242-122X (オンライン) DOI:10.32040/2242-122X.2021.T396
原著発行日	2021年10月
原著言語	英語
原著ページ	188 p. + 付録 4 p.
プロジェクト名	
委嘱元	IEA Wind TCP
キーワード	電力システムシステム統合、風力発電統合、電力市場、柔軟性、容量価値、システム増強
原著発行者	VTT Technical Research Centre of Finland Ltd (VTT フィンランド技術研究所) P.O.Box 1000, FI-02044 VTT, Finland, Tel. 020 722 111, <a href="https://www.vttresearch.com">https://www.vttresearch.com</a>

# 変動性電源大量導入時のエネルギーシステムの 設計と運用

## 最終報告書、IEA Wind TCP Task 25

本報告書は、国際エネルギー機関風力技術協力プログラム(IEA Wind TCP) Task 25に参加している17カ国または協力者からの風力エネルギー統合に関する知見をまとめたものである。経験と研究の両者が報告されている。各国の事例研究は、風力発電が電力システムに与えるいくつかの影響を扱っている。本報告では、長期的計画の問題と短期的な運用影響に基づいて分けした。

長期的計画の問題としては系統計画と容量アデカシーがある。短期的な運用影響には、信頼度、安定度、予備力、運用のタイムスケールにおける風力発電の価値の最大化などがある。最初の章では電力システム全体の風力発電の変動と不確実性について、最後の章では再生可能エネルギー100%シェアに向けた最新の研究内容について紹介した。附録には、2021～2024年のTask 25に貢献する各国のプロジェクトのうち、現在も継続中の研究の概要を示した。

ISBN 978-951-38-8757-5

ISSN-L 2242-1211

ISSN 2242-122X (オンライン)

DOI:10.32040/2242-122X.2021.T396